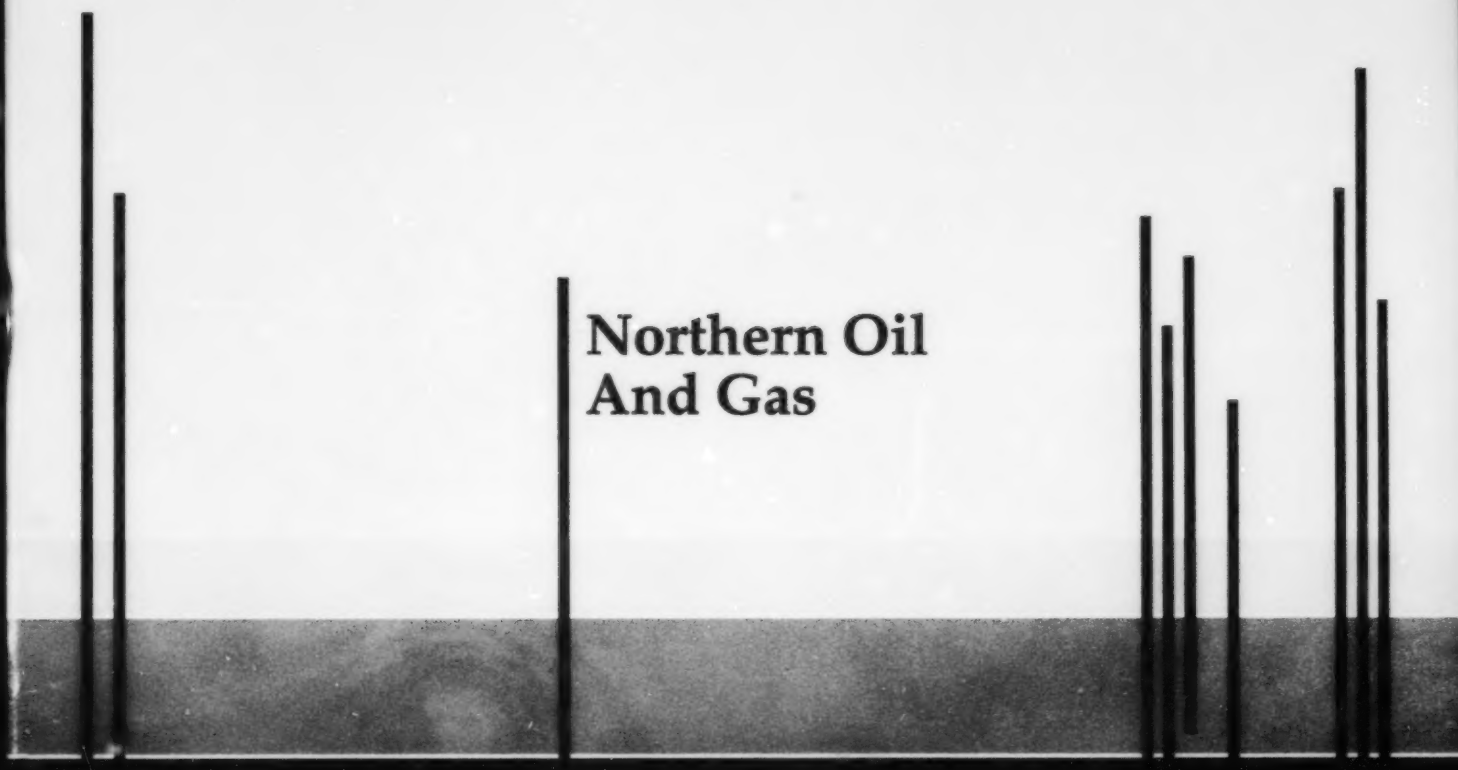


Northern Oil And Gas

Annual Report
1991

Northern Oil and Gas

Annual Report
1991

92-07471/

Published under the authority of the
Hon. Tom Siddon, P. C., M.P.,
Minister of Indian Affairs and
Northern Development,
Ottawa, 1992

QS-8473-000-EE-A1
Catalogue No. R71-47/1991
ISBN 0-662-19585-X

© Minister of Supply and Services Canada

Cette publication peut aussi être obtenue en français sous le titre :
Pétrole et gaz du nord—Rapport annuel 1991

Message from the Honourable Tom Siddon, Minister of Indian Affairs and Northern Development

I am pleased to table before Parliament the Northern Oil and Gas Annual Report for 1991, as required pursuant to the *Canada Petroleum Resources Act*.

As many of you know, the Canada Oil and Gas Lands Administration was dissolved in 1991 and authority for oil and gas activity on the frontier lands in northern Canada now rests solely with the Department of Indian Affairs and Northern Development.

Following amendments to the *Canada Petroleum Resources Act* and the *Oil and Gas Production and Conservation Act*, administrative and policy functions for rights management will remain with my Department and other regulatory functions will be assumed by the National Energy Board. Until such time as the amendments are proclaimed, I will continue to receive advice on technical and operational matters from the Board.

As I reflect on the accomplishments of 1991, I have a positive outlook for the coming year. A new phase of exploration has begun with the first issuance of new oil and gas exploration rights in the Mackenzie Delta in over twenty years.

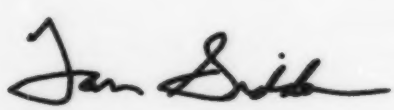
Four new exploration licences were awarded as a result of a competitive bidding process in the Inuvialuit settlement region, demonstrating that land claim settlement is vital to establishing the climate of political and economic certainty and stability needed to encourage oil and gas exploration and development in the North. The 1991 rights issuance process was carried out in consultation with the two territorial governments in the spirit of the Northern Accord Agreements in Principle.

Our commitment to the regular issuance of oil and gas exploration rights will provide industry with a firm basis for the long-term planning of exploration and development in the North. We are committed to providing a clear and predictable environment in which industry can plan and make land acquisition decisions based on economic expectations for future years. This approach is aimed at encouraging exploration activity that will in turn generate economic spinoffs for northerners and increase oil and gas reserves for all Canadians.

I received the Beaufort Sea Steering Committee final report in May 1991. It contained comprehensive recommendations concerning the government's ability to respond to and manage a major oil spill in the Beaufort Sea. These recommendations, which are now being implemented, are positive steps toward the re-establishment of public confidence in the operating and regulatory regime for the Beaufort.

In closing, I would be remiss not to mention that even though the pace of oil and gas activity has slowed, nine wells were drilled, six geophysical programs were carried out, and the 1991 Call for Bids resulted in the awarding of four new exploration licences which will bring about the drilling of several new wells in the next few years. The North can anticipate a much needed expansion of employment and business opportunities.

I look forward to continuing to work with northerners, industry and other interested parties to encourage the responsible development of northern petroleum resources for the benefit of northerners and all Canadians.



Contents

Canada's Northern Frontier Lands 2

Overview of Northern Oil and Gas Activities 3

Oil and Gas Management 4

- Rights Issuance 4
- Consultation 5
- Rights Administration 6
- Resource Evaluation 7
- Employment and Industrial Benefits 7

Exploration 9

Development and Production 11

Protection of the Environment 12

Regulations 14

Statistical Summary 15

- Northern Frontier Lands 15
- Mainland Territories 16
- Mackenzie Delta and Beaufort Sea 20
- Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore 22

Glossary 24

Head Office

Northern Oil and Gas Directorate
Department of Indian Affairs and Northern Development

Mailing Address	Street Address	Telephone	Fax
6th Floor 10 Wellington Street Ottawa, Ontario K1A 0H4	6th Floor 10 Wellington Street Hull, Quebec	(819) 997-0877	(819) 953-5828

Area under the responsibility of the
Minister of Indian Affairs and Northern Development

Overview of Northern Oil and Gas Activities

In 1991, as a result of the dismantling of the Canada Oil and Gas Lands Administration, significant changes occurred in the institutional structures for managing and regulating oil and gas on Canada's northern frontier lands.

The reorganization has resulted in the establishment of the Northern Oil and Gas Directorate within the Department of Indian Affairs and Northern Development.

The Northern Oil and Gas Directorate is responsible for managing oil and gas on frontier lands north of 60°. The administrative regime for managing these resources is generally embodied under the *Canada Petroleum Resources Act* (CPRA). The CPRA includes a process for granting rights to search for, develop and produce oil and gas, and to set and collect royalties.

The responsibility to regulate oil and gas activity in a manner that promotes worker safety, environmental protection and resource conservation has been assumed by the National Energy Board. Until the legislative amendments are passed to allow delegation of such authority, regulatory approvals will continue to be formally authorized by the Chief Conservation Officer on behalf of the Minister, with the advice and assistance of Board staff on technical matters.

The focus of the Northern Oil and Gas Directorate is to encourage exploration activity in the North. This is carried out through the regular issuance of exploration rights and the opening of new areas to exploration as land claims are settled. A clear, consistent and predictable approach to releasing rights should provide an environment which encourages industry investments in northern oil and gas exploration and contributes to sustained levels of activity.

The Beaufort Sea Steering Committee presented its final report to the Minister in May 1991. The report contained some 33 recommendations concerning the government's management of oil and gas activity in the Beaufort Sea. An Implementation Work Plan has been developed and progress is being made to implement the recommendations of the Committee.

In December 1991, four exploration licences were awarded as a result of a Call for Bids in the Beaufort Sea-Mackenzie Delta. These four licences were issued within the Inuvialuit settlement region. The issuance of new exploration rights in the Mackenzie Delta, in particular, marked the beginning of a new phase of exploration for the Northwest Territories. It was the first time in over two decades that new exploration rights were issued in this region.

The level of exploration activity in the North was lower in 1991 than in the previous year. Nine wells were drilled in the onshore region of the Territories, eight in the Mainland Territories and one in the Mackenzie Delta. Six geophysical programs were conducted.

Development activities continued throughout 1991. In February, production resumed at the Kotaneelee gas field, which had been shut in since 1980, and in December a plan for the staged development of the Cameron Hills oil field was approved.

The *Frontier Lands Petroleum Royalty Regulations* were promulgated in 1991. They replaced the interim regulations which had been in effect since 1988.

Oil and Gas Management

The prudent management of northern Canada's endowment of oil and gas is an important economic, social and environmental responsibility. The Minister is responsible for the management of these non-renewable resources under the *Canada Petroleum Resources Act*.

Rights Issuance

At year end, some 2.7 million hectares were held under licence. A Call for Nominations, was opened in April and was followed by a Call for Bids, which closed in November. Four new exploration licences were awarded as a result of the Call for Bids, three in the Mackenzie Delta and one in the Beaufort Sea.

The three licences awarded in the Mackenzie Delta comprised 110 843 hectares; the Beaufort Sea licence some 140 088 hectares. Work expenditure bids for the four parcels totalled $56.6 million. Interest holders must drill one well during the initial term of each licence to be eligible for a second term.

An earlier Call for Nominations, announced in 1990, resulted in a Call for Bids for a single parcel located on Cameron Island in the High Arctic. The Call for Bids closed in July 1991. Despite expressions of interest from industry, no bids were received.

Twenty significant discovery licences were issued in 1991: six in the Mackenzie Delta, two in the Beaufort Sea and 12 in the Mainland Territories. No new production licences were issued during the year.

Results of the Beaufort Sea – Mackenzie Delta 1991 Call for Bids

Exploration Licence	Hectares	Winning Bidders	Share %	Work Bonus $000	Region
EL 358	140 088	Chevron Canada Resources Ltd.	50%	$ 3 200.00	Beaufort Sea
		Amoco Canada Petroleum Co. Ltd.	25%		
		Amoco Canada Resources Ltd.	25%		
EL 359	37 322	Shell Canada Ltd.	100%	$ 1 555.88	Mackenzie Delta
EL 360	36 765	Shell Canada Ltd.	100%	$ 6 556.72	Mackenzie Delta
EL 361	36 756	Shell Canada Ltd.	100%	$ 45 233.00	Mackenzie Delta

Licences Issued on Northern Frontier Lands in 1991

Operating Company	Licence Number	Number of Licences	Area (thousands of ha)	Location	Term (years)
Shell	SDL 90, 98	2	2.9	Mainland	–
Canadian Northcor	SDL 99	1	2.8	Mainland	–
Paramount	SDL 101, 102, 103, 104, 105, 106, 107, 108, 109	9	28.2	Mainland	–
Shell	EL 359, 360, 361	3	110.7	Mackenzie Delta	8
	SDL 100	1	2.8		–
Esso	SDL 92, 93, 94	3	7.0	Mackenzie Delta	–
Esso	SDL 91, 95	2	18.5	Beaufort Sea	–
Gulf	SDL 96, 97	2	1.4	Beaufort Sea	–
Chevron	EL 358	1	140.0	Beaufort Sea	9

Consultation

The rights issuance process was carried out in the spirit of the Northern Accord Agreements in Principle and in accordance with terms of the Inuvialuit Final Agreement. Consultations were held with the following agencies to set terms and conditions relating to the Call for Nominations:

- Northwest Territories departments of Energy, Mines and Petroleum Resources, and Renewable Resources, and Yukon departments of Economic Development, Mines and Small Business, and Renewable Resources;
- the Inuvialuit Game Council which represents the collective Inuvialuit interest with respect to such issues as wildlife management, conservation and environmental protection;
- the Hunters and Trappers committees of Inuvik, Aklavik and Tuktoyaktuk; and
- Fisheries and Oceans, Environment Canada, External Affairs and International Trade Canada and the National Energy Board.

Consultations were also carried out with the Tungavik Federation of Nunavut and other appropriate native organizations, when terms and conditions for the Cameron Island Call for Nominations were being developed.

Rights Administration

The Crown land inventory has steadily increased over the past few years as exploration agreements, negotiated under the *Canada Oil and Gas Act* of 1982 and continued as exploration licences under the *Canada Petroleum Resources Act* of 1987, reached the end of their respective terms. Many of these holdings originated from permits and leases that dated back to the 1950s and 1960s.

Part of this Crown land inventory, incorporated into the 1991 Call for Nominations, was in the Inuvialuit land claim settlement area. As other land claim settlement agreements are concluded farther to the south with the Gwich'in and with the Sahtu, new acreage will be made available for exploration. In 1991, Chevron surrendered the lands subject to its 1987 exploration agreement near Fort Good Hope. This was the last remaining exploration acreage in the Sahtu region.

Operators applied for three declarations of significant discovery during the year. The Minister approved the Esso Chevron et al Isserk I-15 declaration in the Beaufort Sea on the advice of the staff of the National Energy Board. Applications were also received from Paramount to make commercial discovery area declarations in the Cameron Hills region. The Minister declared four areas to be commercial.

Northern Frontier Land Status at Year End 1991

	Active Licences*	Lands Relinquished or Surrendered	Lands Issued in Licences	Lands Active	Pending Lands***
		(millions of ha)	(millions of ha)	(millions of ha)	(millions of ha)
Mainland Territories	51	0.5	0**	0.2	1.1
Mackenzie Delta and Beaufort Sea	73	0.8	0.3	1.2	0
Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore	23	0	0	1.3	2.5
Total	**147**	**1.3**	**0.3**	**2.7**	**3.6**

* Includes exploration licences, significant discovery licences and production licences.

** Less than 0.1

*** 'Pending Lands' includes Old Crow, Cape Bathurst and Baffin Bay.

Northern Frontier Land Holdings at Year End 1991

	1987	1988	1989	1990	1991
Number of Licences Active*	73	119	111	132	147
Lands Issued in Licences (millions of ha)	6.9	1.9	0.2	0.1	0.3
Lands Relinquished or Surrendered (millions of ha)	12.0	3.6	2.0	1.1	1.3
Lands Active (millions of ha)	6.8	6.0	4.7	3.8	2.7

* Includes exploration licences, significant discovery licences and production licences.

Resource Evaluation

Many factors affecting the risk of exploration are taken into account when designing criteria for proposed rights issuance. Geological factors include a review of exploration history and the distribution of petroleum potential. Factors relating to operational constraints include a review of water depths and the length of the offshore ice-free season. Other factors taken into account include development potential and economic factors.

Petroleum resource assessments were undertaken for proposed extensions to the Northern Yukon National Park and a proposed wildlife area in the Old Crow Flats.

Advice on operational costs and hydrocarbon assessments was provided by staff of the National Energy Board to maintain up-to-date knowledge of factors affecting exploration and development.

Employment and Industrial Benefits

Oil and gas legislation contains specific requirements for the provision of full and fair opportunities for Canadians to participate in the supplying of goods and services used in northern oil and gas activities. There is also a policy requisite that for work programs carried out on Canada's frontier lands north of 60°, those benefits consisting largely of employment, training and other non-industrial goods and services traditionally supplied by established firms in the territories will, to the greatest extent possible, accrue to northerners.

Although activity levels were generally lower throughout the North in 1991, some $25 million accrued to northerners through exploration, production and development activity and some 1 972 person months of work were carried out. With few exceptions, benefits for northern exploration programs were domestic in nature since expenditures and labour were concentrated in western Canada and in the North.

With a combined work bonus bid of $56.6 million received in 1991 for the four new exploration licences, the North can anticipate a much needed expansion of employment and business opportunities. Working together with the territorial governments, the Department will ensure that northerners, and northern businesses in particular, are given an equal opportunity in competing for the employment and business opportunities that arise from this new round of exploration activity.

1991 Petroleum-related Employment on Northern Frontier Lands

	Person Months of Work*	Canadian	Percent Canadian
Mainland Territories	1 844	1 844	100
Mackenzie Delta and Beaufort Sea	89	89	100
Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore	39	39	100
Total	**1 972**	**1 972**	**100**

* Represents approximate number of person months of work created.

1991 Northern Petroleum Expenditures

	Exploration[1]	Development[2]	Production[3]	Total	Canadian[4]	Percent Canadian
	millions of $					
Mainland Territories	17.4	10.7	54	82.1	82.1	100
Mackenzie Delta and Beaufort Sea	3.5	–	–	3.5	3.5	100
Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore	–	–	4.1	4.1	4.1	100
Total	**20.9**	**10.7**	**58.1**	**89.7**	**89.7**	**100**

1. Includes geophysical expenditures.
2. Includes expenditures undertaken to develop an oil/gas field up to the time of production.
3. Includes expenditures made after start up of production.
4. Estimates.

Exploration

In 1991, nine wells were completed on northern frontier lands compared to 14 in 1990. Four exploratory wells, four delineation wells and one production well were drilled in the Northwest Territories and the Yukon.

Mainland Territories

A total of eight wells were completed in 1991: three exploratory, four delineation and one placed on production.

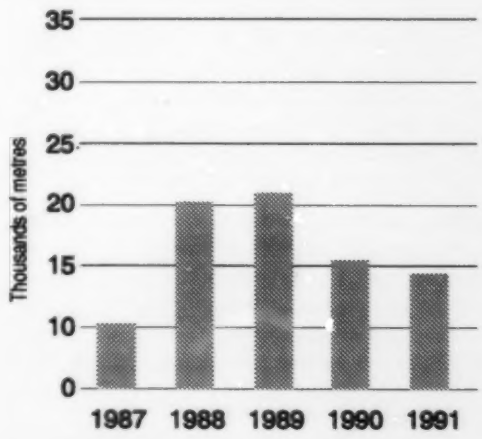
Chevron drilled two exploratory wells, Sperry Creek N-58 and Ramparts River F-46 in the Fort Good Hope area. The wells were drilled to total depths of 2 160 and 1 510 metres respectively. They were then tested, plugged and abandoned.

In the Cameron Hills area, Paramount drilled five wells to total depth. One exploratory well, Cameron B-25, was re-entered, drilled and suspended as an oil and gas well. Four delineation wells were drilled. Two of the wells, Cameron C-19 and Cameron M-73, were successful oil and gas wells. Swede G-21 was a completed oil well while Swede A-52 was plugged and abandoned.

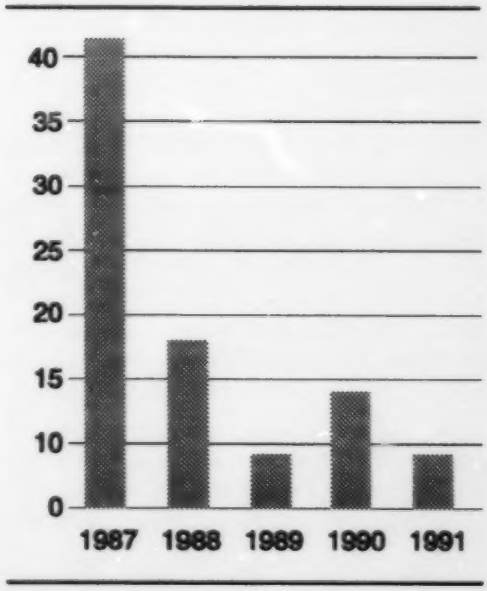
Paramount also re-entered eight previously drilled wells to conduct further testing: six gas wells — Cameron J-62, I-16, B-08, C-50, N-28 and A-68 — and two oil and gas wells — Cameron J-37 and M-73. After testing, the wells were plugged and suspended.

Geophysical activity increased marginally in 1991 in the Northwest Territories. Three seismic programs were conducted: Chevron carried out a seismic and gravity program near Fort Norman, Esso acquired vibroseis data on the ice of the Mackenzie River at Norman Wells and Mobil conducted a vibroseis program which crossed the border from British Columbia into the Northwest Territories.

Exploratory and Delineation Drilling on Northern Frontier Lands – Metres Drilled



Number of Wells Terminated on Northern Frontier Lands



In the northwest Yukon, next to the U.S. border, Arco Alaska extended a geological field program from Alaska into the northern Yukon, and Chevron carried out a geological field study in the Eagle Plains.

Mackenzie Delta–Beaufort Sea

One exploratory well was drilled onshore near Tuktoyaktuk, the Esso Tuk E-20. The well was drilled to a total depth of 3 173 metres then plugged and abandoned as a dry hole. For the first time in many years, no offshore wells were drilled in the Beaufort Sea.

There was a substantial decrease in geophysical activity in this area compared to 1990 with no regional or site-specific seismic surveys in the offshore. Shell conducted a three-dimensional seismic program which covered 74 square kilometres over the Unipkat N-12 oil and gas discovery located in the Mackenzie Delta.

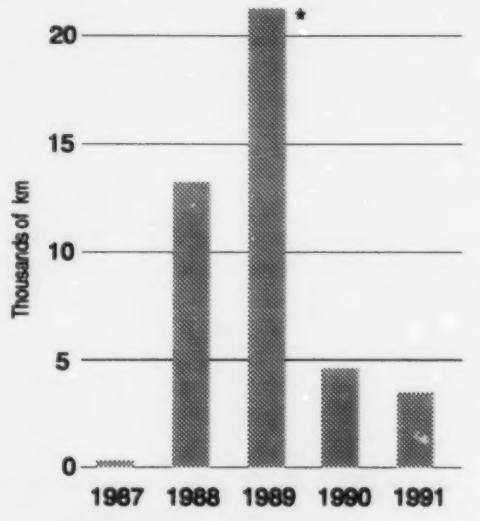
Shell's announcement of a substantial exploration program on new exploration licences acquired in December 1991 points to future increased activity in the Delta.

Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore

In the High Arctic, Panarctic re-entered five of its previously suspended gas wells in the Drake and Hecla fields. In the Drake field, Drake Point I-67 and Drake F-16 were secured for long-term suspension and in the Hecla field, Hecla F-62 and East Hecla C-32 were secured for long-term suspension, while Hecla I-69 was tested prior to being plugged and abandoned.

No geological or geophysical programs were carried out in the High Arctic.

Reflection Seismic Shot on Northern Frontier Lands 1987-1991



* Includes three-dimensional seismic equivalent

Development and Production

In 1991, oil production from Norman Wells and Bent Horn increased by three percent. Gas production went up by 22 percent largely due to the resumption of production from the Kotaneelee field.

Mainland Territories

Norman Wells

The performance of Esso's waterflood project continued to improve in 1991. Oil production totalled 1.894 million cubic metres, an increase of three percent over 1990. The average daily oil production rate increased to 5 189 cubic metres with the peak production per day of 5 334 cubic metres reached in April. At year end, cumulative oil production from the field was 15.886 million cubic metres. Gas production increased slightly from the previous year, with 130 million cubic metres produced compared to 126 million cubic metres in 1990.

Changes to the Norman Wells facility included the addition and upgrading of water pumps to expand the water injection capacity. Work on the slop oil naturalization tank continued with installation expected to be completed in 1992. The field automation system was expanded; the water injection lines were modified; and the artificial islands and causeways were repaired to maintain their original design profiles.

The well count at year end was 156 injectors and 165 producers.

Kotaneelee

The Kotaneelee gas field in the southern Yukon produced gas for a few months in 1979 and 1980. In 1983, the plant was shut down and the wells suspended. In 1990 the operator, Columbia Gas, was granted approval for major changes to the gas plant facilities and worked on two wells to place them back on production. Kotaneelee YT I-48A was sidetracked, drilled to total depth and completed as a production well. After testing, the status of Kotaneelee YT B-38 was upgraded to producing. The field was put back into production in February from these two wells. Total production for 1991 was 227.2 million cubic metres with a cumulative production for the field totalling 272.7 million cubic metres by year end.

Pointed Mountain

In 1991, gas production from the Pointed Mountain gas field increased 22 percent, to 90 million cubic metres, with the addition of gas compression and dehydration units at the wellheads. The total cumulative field production was 8.405 billion cubic metres by year end.

Cameron Hills

In 1991, Paramount carried out initial flow testing and a delineation drilling program at Cameron Hills. Subsequently, the company submitted a staged development plan to produce oil from the field. In December, the approval of the plan was granted subject to terms and conditions which will serve as safeguards during the life of the project.

Arctic Islands

Bent Horn

Panarctic made one shipment of crude oil from its Bent Horn oil field on Cameron Island. The *MV Arctic* left for Montreal with 24 579 cubic metres of oil on 21 August, 1991. The ship returned in September but was unable to load a second shipment due to adverse ice conditions.

Total field production for 1991 was 32 557 cubic metres, bringing the cumulative production at Bent Horn to 256 816 cubic metres.

Protection of the Environment

Beaufort Sea

The final report of the Beaufort Sea Steering Committee containing recommendations concerning the government's management of petroleum exploration in the Beaufort Sea was presented to the Minister in May 1991. The Committee was established by the Minister in 1990 to address concerns identified by the Environmental Impact Review Board (EIRB) regarding preparedness for an oil spill resulting from a potential blowout in the Beaufort. Representatives from the federal and territorial governments, the Inuvialuit, the oil and gas industry and other parties having a direct interest in the management of exploration activity in the Beaufort Sea comprised the Steering Committee.

The Committee made 33 recommendations concerning:

- government contingency plans for an oil well blowout
- same-season relief well contingency plans
- contingency plan testing and review
- Inuvialuit involvement in contingency planning and clean-up operations
- the costing of countermeasures and the development of a worst case scenario
- compensation and financial liability
- nature and cost of remedial and mitigative measures possible in the Beaufort Sea
- scientific processes relating to research to be undertaken in the event of a spill
- assessment methodology and data bases.

Following the presentation of the Committee's final report to the Minister, an implementation work plan was developed identifying appropriate government departments, native organizations and industry groups charged with the responsibility for the implementation of each recommendation.

High Arctic

Environmental reviews were carried out for two proposals submitted by Panarctic. One proposal involved the over-ice trucking of crude oil from Bent Horn to Rea Point so that a minimum of two oil shipments per year could be transported from the High Arctic. This project was approved subject to several construction modifications and obtaining approval of a conungency plan. Work is expected to proceed in 1993.

The second proposal involved the winter storage of crude oil which could not be shipped as a result of adverse ice conditions. It was also approved subject to certain conditions.

Mainland Territories

Environmental assessments and reviews were carried out for five drilling applications in the Cameron Hills region. An application from Paramount for a small-scale staged oil development project in Cameron Hills was approved. The first part of Phase I, an extended flow-testing program, has been approved subject to contingency planning requirements. Comprehensive environmental reviews will be conducted before further regulatory approvals are issued for subsequent parts of the project including a pilot project followed by full-scale production.

Esso carried out an emergency communication simulation exercise at Norman Wells which proved useful in testing the responsiveness of government and industry contin-

gency plans, and pointed out areas for improvement.

Environmental Studies Research Funds

The Environmental Studies Research Funds (ESRF), under the *Canada Petroleum Resources Act*, is a program to fund environmental and social studies. These studies are designed to assist decision making related to oil and gas exploration and development on Canada's frontier lands. Board members represent federal government departments, regional petroleum boards, petroleum industry organizations and the general public.

The ESRF had a total program budget of $748 300 for 1991 from which seven new studies relating to the North were to be funded:

- Beluga Telemetry and Behavioral Workshop
- Effectiveness of Capsicum Spray on Deterring Polar Bears
- Beaufort Area Wildlife Compensation Model
- Offshore Platform Code Verification
- Criteria for Selecting Conflict Resolution/Prevention Strategies in Frontier Regions
- Development of Techniques to Scare Birds From Oil Spills in the Beaufort Sea Region
- Long Range Sea Ice Severity Prediction - Beaufort Sea

These studies will augment a program of 14 ongoing studies covering such topics as geoscience investigations, physical environmental studies and the effects of oil on marine species and marshlands. A published report is available for each study funded by the program. The study series currently has 106 titles in print.

Regulations

In 1991, the *Frontier Lands Petroleum Royalty Regulations* were promulgated, pursuant to the *Canada Petroleum Resources Act*. They replaced an interim regime effective since 1988.

Work also continued on several regulatory initiatives made pursuant to the *Canada Petroleum Resources Act* and the *Oil and Gas Production and Conservation Act*. The following table sets out their respective objectives.

Regulatory Initiatives, 1991

Canada Petroleum Resources Act	
Frontier Lands Petroleum Land Division and Survey Regulations	To reflect technological advances made to surveying methods.
Oil and Gas Production and Conservation Act	
Canada Oil and Gas Installations Regulations	To establish performance criteria for the various components of a superstructure to ensure that operations are carried out in a safe environment.
Canada Certificate of Fitness Regulations	To define which companies can issue Certificates of Fitness and prescribe required criteria.
Canada Oil and Gas Geophysical Regulations	To provide for the authorization and regulation of geophysical operations and to ensure the safety and protection of the environment during geophysical operations.
Canada Oil and Gas Production and Conservation Regulations	To establish the minimum requirements for all persons engaged in the development and production of oil and gas on lands under federal jurisdiction.
Canada Oil and Gas Drilling Regulations	To reflect the Certificate of Fitness requirements and update provisions relating to authorization of drilling activity.
Canada Oil and Gas Diving Regulations	To set out regulatory requirements that operators must follow to undertake diving operations.

Northern Frontier Lands — Statistical Summary[1]

Activity Status on Northern Frontier Lands

	1987	1988	1989	1990	1991
Licences Issued (Exploration, Significant Discovery, Production)	38	91	7	4	24
Wells Spudded	40	17	11	12	9
Metres Drilled	40 165	29 216	21 138	15 811	15 325
Wells Terminated	42	18	8	14	9
Geophysical Programs Run	6	16	19	8	6
Reflection Seismic (km)	288	13 204	21 083	4 552	3 641
Rig Months	20	16	14	12	12

Northern Frontier Lands Resource Inventory, 1991

	Crude Oil*	Natural Gas
	Discovered (millions of m^3)	Discovered (billions of m^3)
Mainland Territories	39	23
Mackenzie Delta and Beaufort Sea	241	357
Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore	66	416
Total	**346**	**796**

* Includes condensate

Note: Discovered resource totals are original recoverable in-place estimates and do not reflect production (totals have been rounded).

Oil and Gas Production on Northern Frontier Lands

	1987	1988	1989	1990	1991
Oil Production (thousands of m^3)					
Norman Wells	1 531	1 728	1 789	1 841	1 894
Bent Horn	34.5	54.9	43.4	24.0	32.6
Total	**1 565.5**	**1 782.9**	**1 832.4**	**1 865.0**	**1 926.6**
Gas Production (millions of m^3)					
Pointed Mountain	156	154	96	74	90
Norman Wells	163	138	129	126	130
Kotaneelee	–	–	–	–	227.2
Total	**319**	**292**	**225**	**200**	**447.2**

1. Exploration, development, production and resource inventory statistics courtesy of the National Energy Board. Resource estimates are expressed as best current estimates.

Mainland Territories – Statistical Summary

Activity Status

	1987	1988	1989	1990	1991
Wells Spudded					
Exploratory/Delineation	1	3	6	11	7
Development	35	11	–	–	1
Total	**36**	**14**	**6**	**11**	**8**
Wells Terminated*					
Exploratory/Delineation	2	3	4	12	7
Development	36	11	–	–	1
Total	**38**	**14**	**4**	**12**	**8**
Metres Drilled	31 132	15 778	9 865	14 197	12 152
Exploratory/Delineation	974	7 095	9 865	14 197	11 517
Development	30 158	8 683	–	–	635
Rigs Active	3	3	5	6	5
Rig-Months	13	6	5	10	10
Geophysical Programs Run	5	9	9	2	5
Reflection Seismic (km)	149	1 729**	1 600	181	321**
Money Spent (millions of $)					
Geophysical/Geological	2.4	8.7	12.6	2.8	2.5
Exploratory/Delineation Drilling	4.4	6.3	11.5	26.3	18.8
Development Drilling	27.0	5.3	–	–	3.7
Production Facilities	30.5	5.3	–	–	–
Total Money Spent (millions of $)	**64.3**	**25.6**	**24.1**	**29.1**	**25.0**

* In the Mainland Territories, where exploratory operations are generally restricted to the winter months, a well is deemed to be terminated in the year in which it reaches total depth, even though it may be re-entered in the following year for testing.

** Includes three-dimensional seismic equivalent.

Resources Status

	1987	1988	1989	1990	1991
Discovered Resources*					
Gas (billions of m^3)	20.8	20.8	21.8	35.5	22.7
Oil (millions of m^3)	37.2	37.2	37.7	37.7	39.1
Gas and Oil Production					
Pointed Mountain Gas (millions of m^3)	156	154	96	74	90
Norman Wells Gas (millions of m^3)	163	138	129	126	130
Norman Wells Oil (thousands of m^3)	1 531	1 728	1 789	1 841	1 894
Kotaneelee Gas (millions of m^3)	–	–	–	–	227.2

* Includes new discoveries and revisions to previous estimates.

Land Status

	1987	1988	1989	1990	1991
Licences Issued (Exploration, Significant Discovery, Production)	24	18	0	1	12
Total Active Licences	29	30	25	45	51
Lands Issued in Licences (millions of ha)	4.5	0.1	0	0	0*
Lands Relinquished or Surrendered (millions of ha)	4.7	0.9	0.4	0.4	0.5
Lands Active (millions of ha)	2.3	1.2	0.9	0.6	0.2

* Less than 0.1

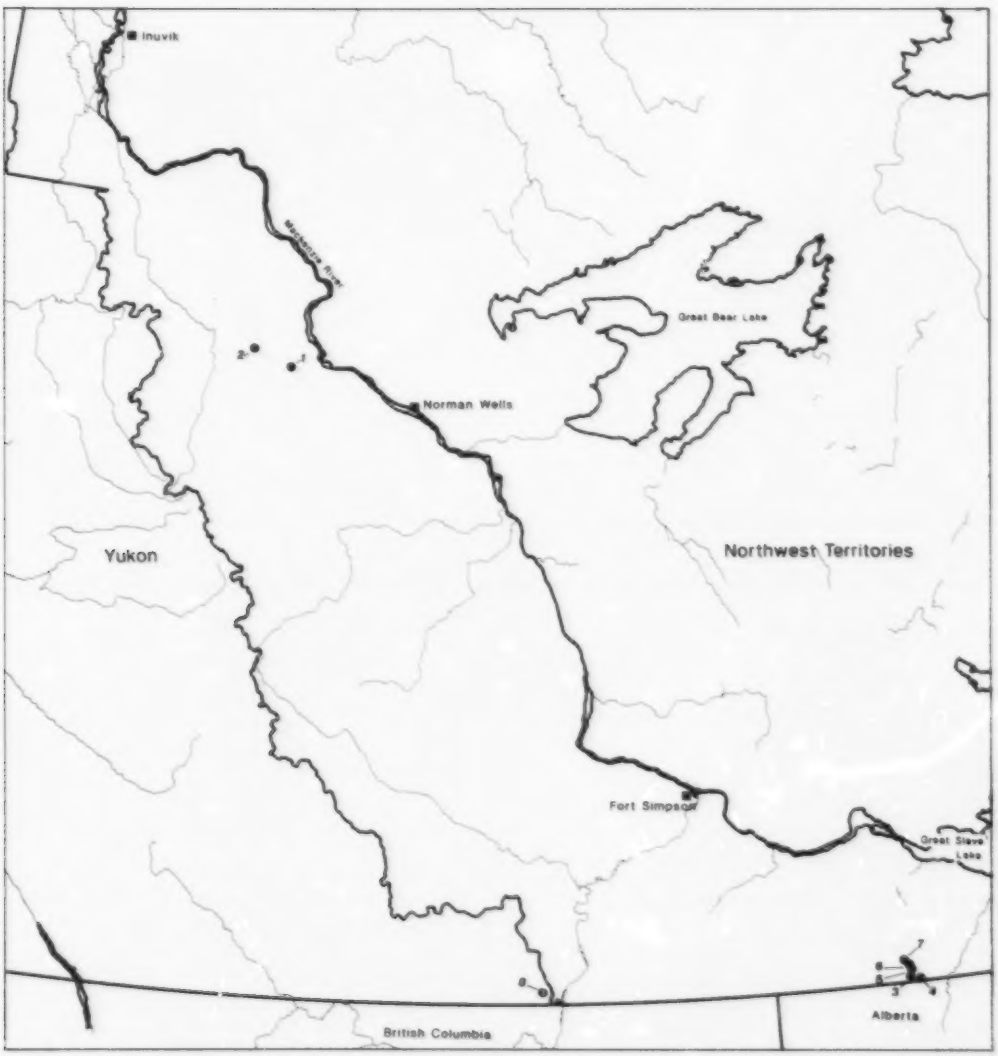
Well Status

Map No.	Name of Well	Latitude, Longitude	Drilling Unit	Spudded, Re-entered Terminated	Status, Results	Total Depth (metres)
1.	Chevron Sperry Creek N-58	65°37'56"N 129°25'25"W	Shehtah 1	91-01-04 91-02-19	Plugged & Abandoned	2 160
2.	Chevron Ramparts River F-46	65°45'19"N 130°08'51"W	Shehtah 1	91-02-2? 91-03-18	Plugged & Abandoned	1 510
3.	Paramount et al Cameron B-25	60°04'04"N 117°34'41"W	Sierra 3	91-01-27 91-02-10	Plugged & Suspended	1 649*
4.	Paramount et al Cameron M-73	60°02'52"N 117°29'32"W	Sierra 2	91-01-28 91-02-21	Plugged & Suspended	1 657
5.	Paramount et al Cameron C-19	60°08'07"N 117°33'08"W	Sierra 3	91-02-11 91-03-05	Plugged & Suspended	1 673
6.	Paramount et al Swede G-21	60°10'29"N 117°34'39"W	Command 2	91-01-20 91-02-10	Plugged & Suspended	1 652
7.	Paramount et al Swede A-52	60°11'09"N 117°39'47"W	Command 2	91-02-10 91-02-28	Plugged & Abandoned	1 610
8.	Columbia et al Kotaneelee YT I-48A	60°07'36"N 124°07'37"W	Kenting Hi Tower 7	91-05-19 91-07-18	Gas Producer	3 915**

* Upper 394 metres drilled in 1990.

** Sidetracked from 3 280 metres.

Mainland Territories



Mackenzie Delta and Beaufort Sea —Statistical Summary

Activity Status

	1987	1988	1989	1990	1991
Wells Spudded					
Exploratory/Delineation	3	3	5	1	1
Wells Terminated*					
Exploratory/Delineation	3	4	4	2	1
Metres Drilled					
Exploratory/Delineation	8 344	13 438	11 273	1 614	3 173
Rigs Active	3	2	4	2	1
Rig-Months	5	10	9	2	2
Geophysical Programs Run	1	7	10	6	1
Reflection Seismic (km)	139	11 475**	19 483**	4 371	3 320**
Money Spent (millions of $)					
Geophysical/Geological	0.2	27.6	36.6	16.6	4.2
Exploratory/Delineation Drilling	108.6	99.0	196.6	18.9	4.9
Total Money Spent (millions of $)	**108.8**	**126.6**	**233.2**	**35.5**	**9.1**

* In the Beaufort Sea, where operations are seasonal and could take place over a number of seasons for a given well, a well is deemed to be terminated in the year in which it reaches total depth.

** Includes three-dimensional seismic equivalent.

Resource Status

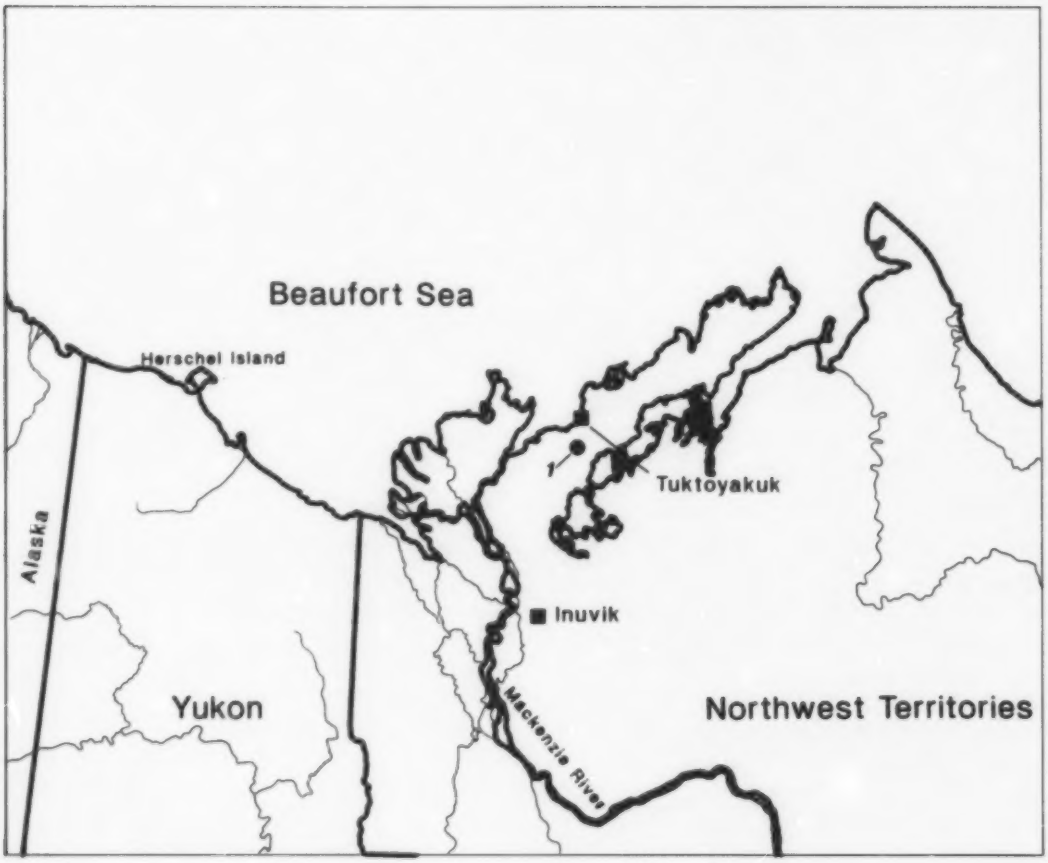
	1987	1988	1989	1990	1991*
Discovered Resources**					
Gas (billions of m^3)	302.1	308.5	322.7	356.6	357.0
Oil (millions of m^3)	253.2	253.2	256.4	240.7	241.4

* Includes new discoveries and revisions to previous estimates.

** As reported in previous years.

Land Status

	1987	1988	1989	1990	1991
Licences Issued (Exploration, Significant Discovery, Production)	11	49	7	3	12
Total Active Licences	28	59	62	64	73
Lands Issued in Licences (millions of ha)	2.1	1.4	0.2	0.1	0.3
Lands Relinquished or Surrendered (millions of ha)	1.4	2.1	1.4	0.7	0.8
Lands Active (millions of ha)	2.9	3.4	2.5	1.9	1.2



Map No.	Name of Well	Latitude, Longitude	Drilling Unit	Spudded, Re-entered, Terminated	Status, Results	Total Depth (metres)
1.	Esso PCI Home et al Tuk E-20	69°19'19"N 133°05'00"W	Atco/ Equtak 47E	91-01-25 91-04-08	Plugged & Abandoned	3 173

Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore—Statistical Summary

Activity Status

	1987	1988	1989	1990	1991
Wells Spudded					
Exploratory/Delineation	1	0	0	0	0
Wells Terminated					
Exploratory/Delineation	1	0	0	0	0
Metres Drilled					
Exploratory/Delineation	689	0	0	0	0
Rigs Active	1	0	0	0	0
Rig-Months	2	0	0	0	0
Geophysical Programs Run	0	0	0	0	0
Reflection Seismic (km)	0	0	0	0	0
Money Spent (millions of $)					
Geophysical/Geological	0	0	0	0	0
Exploratory/Delineation Drilling	8.3	0	0	0	2.7
Production Facilities	0.5	0	0	0	0
Total Money Spent (millions of $)	**8.8**	**0**	**0**	**0**	**2.7**

Resource Status

	1987	1988	1989	1990	1991
Discovered Resources*					
Gas (billions of m^3)	416.4	416.4	416.4	416.4	416.4
Oil (millions of m^3)	65.7	65.7	65.7	65.7	65.7
Oil Production					
Bent Horn (thousands of m^3)	34.5	54.9	43.4	24.0	32.6

* As reported in previous years.

Land Status

	1987	1988	1989	1990	1991
Licences Issued (Exploration, Significant Discovery, Production)	3	24	0	0	0
Total Active Licences	16	30	24	23	23
Lands Issued in Licences (millions of ha)	0.3	0.4	0	0	0
Lands Relinquished or Surrendered (millions of ha)	5.9	0.6	0.17	0	0
Lands Active (millions of ha)	1.6	1.4	1.29	1.29	1.3

Axel Heiberg Island
Ellesmere Island
Bent Horn
Cornwall Island
Melville Island
Devon Island
Banks Island
Viscount Melville Sound
Barrow Strait
Lancaster Sound
Somerset Island
Prince of Wales Island
Victoria Island

Glossary

Abandoned Well: Any well that has been permanently plugged.

Artificial Island: A man-made island which provides a site for the exploration and drilling of oil and gas.

Benefits Plan: A plan submitted by operators and approved by the Minister that states the employment and procurement intentions of operators related to their exploration and development activities on frontier lands.

Blowout: The uncontrolled flow of gas, oil, water or other fluid from a well.

Call for Bids: A notice published in The Canada Gazette and other publications, whereby the Minister calls for the submission of bids in relation to Crown reserve lands identified in a preceding Call for Nominations.

Call for Nominations: A notice published in a trade journal inviting interested parties to nominate tracts of land for potential inclusion in a Call for Bids.

Completed Well: A well that has been drilled and equipped so that it is capable of producing oil or gas.

Cubic Metre of Gas: Equivalent to 35.301 cubic feet at 14.73 pounds per square inch (760 mm of Hg) of atmospheric pressure at sea level.

Cubic Metre of Oil: Equivalent to 6.2898 American stock tank barrels.

Delineation Well: A well drilled as a follow-up to a discovery well on the same geological feature, with the purpose of determining the extent and commercial potential of the oil or gas accumulation encountered in the discovery well.

Development Plan: A plan that describes the approach and facilities that the proponent intends to use to recover hydrocarbon resources based on the proponent's interpretation of geology and reservoir characteristics of a field.

Exploration Licence: A licence granting the right to explore for and the exclusive right to drill and test for petroleum, and the exclusive right to obtain a production licence subject to compliance with the other provisions of the *Canada Petroleum Resources Act*.

Exploration Well: A well drilled on a geological feature where no significant discovery has previously been made (synonymous with wildcat well).

Flow Test: An operation to induce the flow of formation fluids to the surface of a well for the purpose of procuring reservoir fluid samples and determining reservoir flow characteristics.

Gravity Survey: A type of geophysical program that measures variations in the gravitational field of the earth and relates them to the densities of various rock types. This enables the form and thickness of a sedimentary basin to be determined.

Hectare (ha): 10 000 square metres (equivalent to 2.47 acres).

Hydrocarbon: A naturally occurring compound consisting primarily of atoms of hydrogen and carbon, in solid, liquid or gaseous form.

Hydrodynamic: Of or relating to the force or pressure of water or other fluids.

Injection Well (Injector): A well in which fluids are injected into an underground formation to increase reservoir pressure.

Mobile Arctic Caisson: An annular steel caisson (better known as the *Molikpaq*), with deck dimensions of 75 m x 73 m, which is designed to be set down on an underwater berm.

Reflection Seismic: The primary geophysical technique used in petroleum exploration for mapping subsurface geological features.

Acoustic pulses created at the surface are reflected from layers that have different acoustic properties within the earth. The pulses are recorded at the surface for processing and interpretation.

Rights Issuance: The process of granting industry rights to Crown reserve lands subject to the *Canada Petroleum Resources Act*.

Shut-in Well: A well in which operations are temporarily ceased.

Significant Discovery: A discovery indicated by the first well on a geological feature that demonstrates by flow testing the existence of hydrocarbons in that feature and suggests the existence of an accumulation that has potential for sustained production.

Significant Discovery Licence: Confers the right to explore, drill, test and develop petroleum resources and to obtain a production licence.

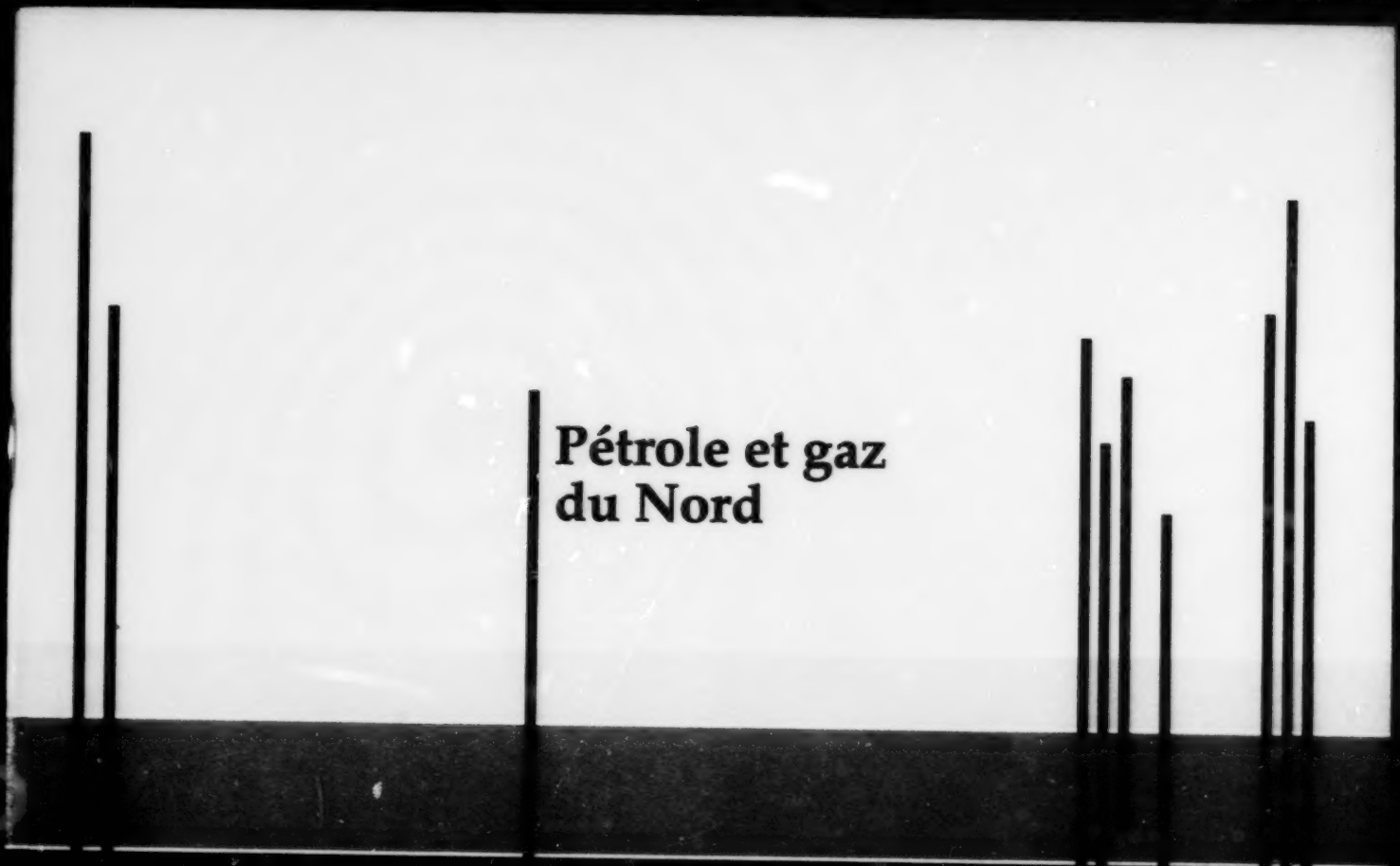
Spud: To start the drilling of a well.

Suspended Well: A well in which drilling or production operations have temporarily ceased.

Terminated Well: A well that has reached total depth and has been abandoned, completed or suspended.

Vibroseis: A seismic reflection method which uses a vibrator to generate acoustic pulses.

Waterflood: A method of recovery in which water is injected into a reservoir to remove additional quantities of oil from the reservoir.



Pétrole et gaz du Nord

Rapport annuel
1991

Pétrole et gaz du Nord

Rapport annuel
1991

Publié avec l'autorisation de
l'hon. Tom Siddon, c.p., député,
ministre des Affaires indiennes
et du Nord canadien
Ottawa, 1992

QS-8473-000-FF-A1
N° de catalogue R71-47/1991F
ISBN 0-662-97475-1

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada

This publication is also available in English under the title:
Northern Oil and Gas — Annual Report 1991

Message de l'honorable Tom Siddon, ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien

C'est avec plaisir que je dépose devant le Parlement le rapport annuel sur le pétrole et le gaz du Nord de 1991, conformément aux exigences de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.

Comme la plupart d'entre vous le savez déjà, l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada a été dissoute en 1991 et l'administration des activités associées à ces ressources des terres domaniales dans le Nord est déléguée désormais au ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien.

Compte tenu des modifications apportées à la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* et à la *Loi sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz*, les fonctions liées à l'administration et à la politique de gestion des droits résideront à mon ministère et l'Office national de l'énergie prendra en charge les autres fonctions de réglementation. Jusqu'à ce que ces modifications soient proclamées, je continuerai de prendre conseil auprès de l'Office en ce qui a trait aux questions techniques et opérationnelles.

L'examen des réalisations de 1991 me permet d'envisager de bons résultats pour l'année en cours. Une nouvelle phase d'exploration a commencé avec la première attribution, depuis plus de vingt ans, de nouveaux droits d'exploration pétrolière et gazière dans le delta du Mackenzie.

Quatre nouveaux permis de prospection ont été délivrés à la suite d'un processus d'appel d'offres concurrentiel dans la région visée par le règlement de la revendication des Inuvialuit, ce qui prouve que le règlement des revendications territoriales est essentiel à la création d'un climat de stabilité et de certitude politique et économique afin d'encourager l'exploration et la mise en valeur des ressources gazières et pétrolières dans le Nord. Le processus d'attribution des droits de 1991 s'est déroulé en consultation avec les deux gouvernements territoriaux dans l'esprit des ententes de principe découlant de l'Accord du Nord.

Notre détermination à accorder de façon soutenue des droits d'exploration pétrolière et gazière permettra à l'industrie de planifier à long terme ses activités de prospection et de mise en valeur dans le Nord. Nous nous sommes engagés à instaurer, au titre de ces activités, un climat aussi clair que prévisible, un climat qui permettra à l'industrie de planifier et de procéder à l'acquisition de terres à la lumière de la conjoncture économique. Cette démarche ne peut qu'encourager l'exploration, générer des retombées économiques pour les habitants du Nord et augmenter les réserves pétrolières et gazières de tous les Canadiens.

J'ai pris connaissance du rapport final du Comité directeur de l'exploitation dans la mer de Beaufort, en mai 1991. Il contient des recommandations exhaustives sur la capacité du gouvernement d'intervenir dans l'éventualité d'un déversement majeur dans la mer de Beaufort et de le maîtriser. Ces recommandations, actuellement mises en oeuvre, constituent des mesures concrètes qui permettront de regagner la confiance du public dans l'exploitation et la réglementation des ressources de la mer de Beaufort.

Pour terminer, je m'en voudrais de ne pas mentionner que même si le rythme de l'activité pétrolière et gazière a ralenti, neuf puits ont été forés et six études géophysiques ont été effectuées. En outre, l'appel d'offres de 1991 a débouché sur l'attribution de quatre nouveaux permis de prospection qui donneront lieu au forage de plusieurs nouveaux puits au cours des prochaines années. Le Nord peut donc s'attendre à une relance tant attendue de l'emploi et de ses activités commerciales. Il me tarde de continuer à travailler avec les habitants du Nord, les entreprises et les autres parties intéressées afin de contribuer à la mise en valeur intelligente des ressources pétrolières du Nord, le tout au profit des habitants de cette grande région et de tous les Canadiens.

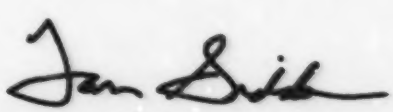


Table des matières

Terres domaniales du Nord canadien 2

Aperçu des activités pétrolières et gazières dans le Nord 3

Gestion du pétrole et du gaz 4

Attribution des droits 4

Consultations 5

Administration des droits 6

Évaluation des ressources 7

Emploi et retombées économiques 7

Exploration 9

Mise en valeur et production 11

Protection de l'environnement 12

Réglementation 14

Résumé statistique 15

Terres domaniales du Nord 15

Partie continentale des Territoires 16

Delta du Mackenzie et mer de Beaufort 20

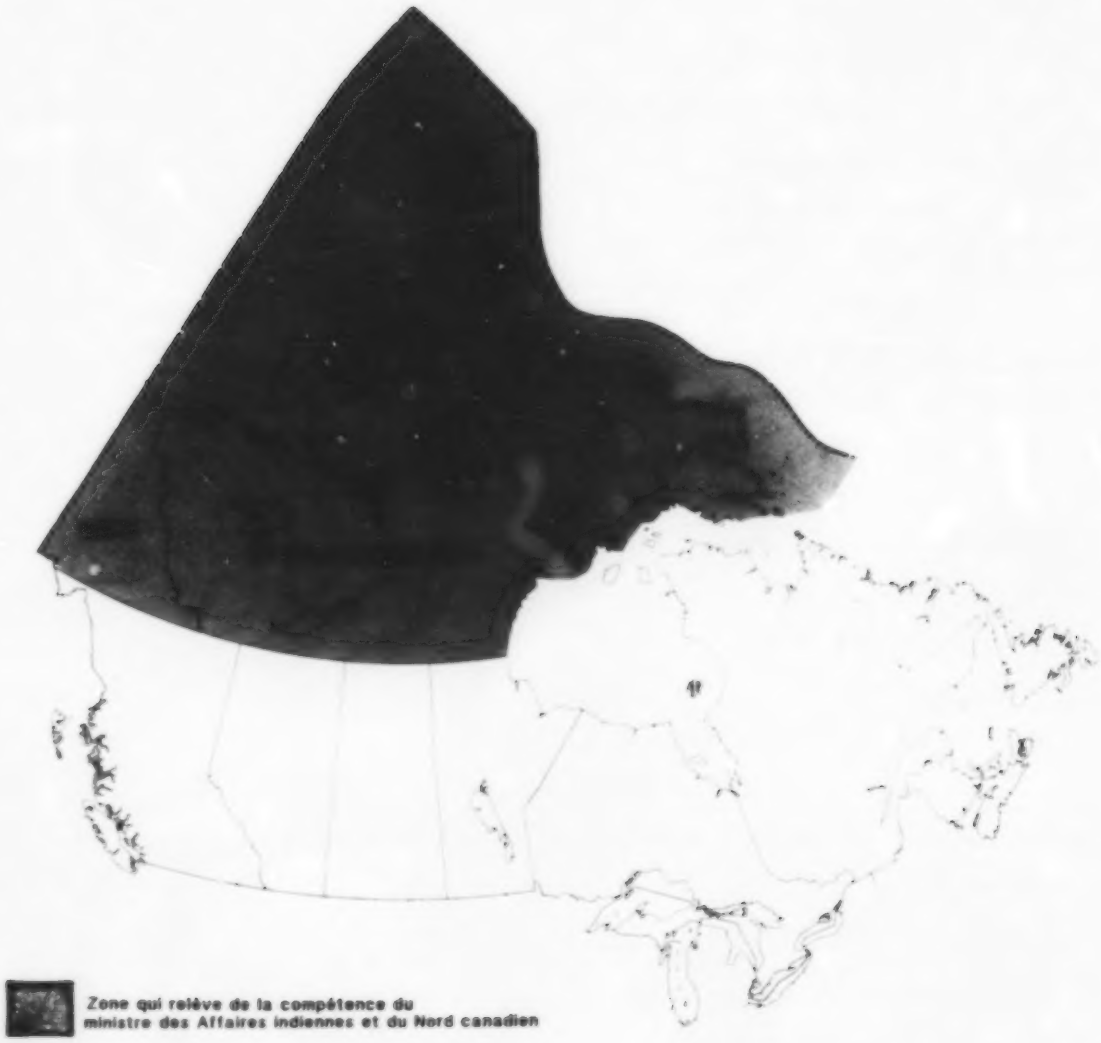
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique 22

Glossaire 24

Siège social

Direction du pétrole et du gaz du Nord
Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien

Adresse postale	Adresse municipale	Téléphone	Télécopieur
6e étage 10, rue Wellington Ottawa (Ontario) K1A 0H4	6e étage 10, rue Wellington Hull (Québec)	(819) 997-0877	(819) 953-5828



Zone qui relève de la compétence du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien

Aperçu des activités pétrolières et gazières dans le Nord

En 1991, à la suite de la dissolution de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, d'importants changements ont été apportés aux mécanismes institutionnels de gestion et de réglementation du pétrole et du gaz des terres domaniales du Nord canadien.

La restructuration a donné lieu à la création de la Direction du pétrole et du gaz du Nord au sein du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien.

La Direction a la responsabilité de la gestion desdites ressources dans les terres domaniales au nord du 60e parallèle. Le cadre de gestion de ces ressources est prévu par la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* (LFH). Cette loi énonce principalement le processus d'attribution des droits de prospection, de mise en valeur et de production du pétrole et du gaz ainsi que les mécanismes de détermination et de perception des redevances.

L'Office national de l'énergie a la responsabilité de réglementer l'activité pétrolière et gazière d'une façon qui assure la sécurité des travailleurs, la protection de l'environnement et la conservation des ressources. Jusqu'à ce que des modifications législatives soient adoptées afin de permettre la délégation de ces pouvoirs, les approbations réglementaires, pour le compte du Ministre, continuera de relever de l'agent principal de la conservation, assisté du personnel de l'Office en ce qui a trait aux questions techniques.

La Direction du pétrole et du gaz du Nord vise principalement à encourager l'exploration des hydrocarbures dans ce vaste secteur par l'attribution régulière de droits et l'ouverture de nouvelles zones à l'exploration, au fur et à mesure du règlement des revendications territoriales. Une démarche explicite, cohérente et facile à prévoir d'attribution des droits devrait créer un climat qui favorise les investissements des entreprises dans l'exploration pétrolière et gazière du Nord et contribuer à des niveaux soutenus d'activité.

Le Comité directeur de l'explcitation de la mer de Beaufort a présenté son rapport final au Ministre au mois de mai 1991. Le rapport comportait 33 recommandations sur la gestion gouvernementale de l'activité pétrolière et gazière dans la mer de Beaufort. Un plan de mise en oeuvre a été élaboré et on s'efforce présentement de mettre en oeuvre les recommandations du Comité.

En décembre 1991, quatre permis de prospection ont été attribués à la suite de l'appel d'offres lancé pour le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort. Ces quatre permis ont été délivrés à l'endroit de la région visée par le règlement de la revendication des Inuvialuit. L'attribution de nouveaux droits de prospection dans le delta du Mackenzie a notamment marqué le commencement d'une nouvelle phase de cette activité dans les Territoires du Nord-Ouest. C'est la première fois en 20 ans que de nouveaux droits de prospection sont attribués dans cette région.

Le niveau des activités d'exploration dans le Nord a diminué en 1991 par rapport à celui de l'année précédente. Neuf puits ont été forés dans les Territoires : huit dans la partie continentale des Territoires et un dans le delta du Mackenzie. D'autre part, six études géophysiques ont été effectuées.

Les activités de mise en valeur se sont poursuivies pendant toute l'année 1991. En février, la production a recommencé au champ gazéifère de Kotaneelee, fermé depuis 1981, et un plan de mise en valeur par étape du champ pétrolifère de Cameron Hiils a été autorisé en décembre.

Le Règlement sur les redevances sur les hydrocarbures provenant des terres domaniales a été promulgué en 1991. Ce règlement a remplacé le règlement provisoire en vigueur depuis 1988.

Gestion du pétrole et du gaz

La gestion prudente des gisements pétroliers et gaziers du Canada dans le Nord est une responsabilité économique, sociale et environnementale importante. Le Ministre est responsable de la gestion de ces ressources non renouvelables en vertu de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.

Attribution des droits

À la fin de l'année financière, environ 2,7 millions d'hectares étaient détenus par des sociétés. Une demande de désignations a été lancée au mois d'avril et a été suivie par un appel d'offres qui a pris fin en novembre. Quatre nouveaux permis de prospection ont été attribués par la suite: trois dans le delta du Mackenzie et un autre dans la mer de Beaufort.

Les trois permis attribués au regard du delta du Mackenzie portent sur une superficie de 110 843 hectares contre 140 088 hectares pour celui visant la mer de Beaufort. La valeur totale des engagements pécuniaires au titre des travaux à exécuter sur ces quatre permis se chiffre à 56,6 millions de dollars. Les exploitants doivent forer un puits durant la première période de validité du permis afin d'être admissibles à une deuxième période.

Une demande de désignations précédente, lancée en 1990, a donné lieu à un appel d'offres concernant une parcelle située sur l'Île Cameron dans l'Arctique supérieur. L'appel d'offres a pris fin en juillet 1991. Bien que des entreprises se soient montrées intéressées, aucune soumission n'a été reçue.

Vingt attestations de découverte importante ont été délivrées en 1991: six pour le delta du Mackenzie, deux pour la mer de Beaufort et douze pour la partie continentale des territoires. Aucun permis de production n'a été délivré au cours de l'année.

Résultats de l'appel d'offre de 1991; Delta du Mackenzie et mer de Beaufort

Permis de prospection	Hectares	Soumissionnaires sélectionnés	Part %	Valeur de l'offre (en milliers $)	Région
PP 358	140 088	Chevron Canada Resources Ltd.	50 %	3 200 $	Mer de Beaufort
		Amoco Canada Petroleum Co. Ltd.	25 %		
		Amoco Canada Resources Ltd.	25 %		
PP 359	37 322	Shell Canada Ltd.	100 %	1 555,88 $	Delta du Mackenzie
PP 360	36 765	Shell Canada Ltd.	100 %	6 556,72 $	Delta du Mackenzie
PP 361	36 756	Shell Canada Ltd.	100 %	45 233 $	Delta du Mackenzie

Permis délivrés en 1991 au regard des terres domaniales du Nord

Exploitant	N° de permis	Nombre de permis	Superficie (en milliers d'hectares)	Emplacement	Durée (en années)
Shell	ADI 90, 98	2	2,9	Partie continentale des Territoires	–
Canadian Northcor	ADI 99	1	2,8	Partie continentale des Territoires	–
Paramount	ADI 101, 102, 103, 104, 105, 106, 107, 108, 109	9	28,2	Partie continentale des Territoires	–
Shell	PP 359, 360, 361 ADI 100	3 1	110,7 2,8	Delta du Mackenzie	8 –
Esso	ADI 92, 93, 94	3	7,0	Delta du Mackenzie	–
Esso	ADI 91, 95	2	18,5	Mer de Beaufort	–
Gulf	ADI 96, 97	2	1,4	Mer de Beaufort	–
Chevron	PP 358	1	140,0	Mer de Beaufort	9

Consultations

Le processus d'attribution des droits s'est déroulé dans l'esprit des ententes de principe découlant de l'Accord du Nord et conformément aux modalités de la convention définitive des Inuvialuit. Des consultations ont eu lieu avec les organismes suivants afin d'établir les modalités relatives à la demande de désignations:

- les ministères de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières et des Ressources renouvelables des Territoires du Nord-Ouest; les ministères de l'expansion économique: Mines et Petites Entreprises et des Ressources renouvelables du Yukon;
- le Conseil de gestion du gibier qui représente les intérêts collectifs des Inuvialuit en ce qui a trait aux questions de gestion de la faune, de conservation et de protection de l'environnement;
- les comités de chasseurs et de trappeurs d'Inuvik, d'Aklavik et de Tuktoyaktuk;
- Pêches et Océans; Environnement Canada; Affaires extérieures et Commerce extérieur Canada ainsi que l'Office national de l'énergie.

Des consultations ont été également menées auprès de la Fédération Tungavik du Nunavut et d'autres organismes autochtones pertinents lorsque les conditions relatives à la demande de désignations concernant l'île Cameron ont été élaborées.

Administration des droits

La réserve des terres de la Couronne a augmenté de façon constante au cours des dernières années, au fur et à mesure que les ententes d'exploration négociées en vertu de la *Loi sur le pétrole et le gaz du Canada* de 1982, devenues en 1987 des permis de prospection attribués aux termes de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, expiraient tour à tour. Un grand nombre de ces droits fonciers étaient issus de permis et de concessions qui remontaient jusqu'aux années 50 et 60.

Les terres de réserve de la Couronne visées par la demande de désignations de 1991 sont en partie situées dans la région visée par le règlement de la revendications territoriale des Inuvialuit. Au fur et à mesure que d'autres ententes de règlement de revendications territoriales seront conclues plus au sud avec les Gwich'in et les Sahtu, de nouvelles terres pourront faire l'objet de travaux de prospection. En 1991, Chevron a abandonné les terres visées par son accord d'exploration de 1987, lequel était sis près de Fort Good Hope. Il s'agissait là du dernier accord d'exploration dans la région de Sahtu.

Les exploitants ont présenté trois demandes d'attestation de découverte importante au cours de l'année. Le Ministre a approuvé l'attestation relative à la découverte Isserk I-15 d'Esso Chevron et al., dans la mer de Beaufort suite à l'obtention de l'avis du personnel de l'Office national de l'energie. La Paramount a également fait parvenir des demandes d'attestation de découverte exploitable dans la région de Cameron Hills. Le Ministre a désigné quatre zones exploitables commercialement.

Bilan foncier à la fin de l'année 1991

	Nombre de permis en vigueur*	Terres rétrocédées ou abandonnées	Terres attribuées dans le cadre de permis	Terres détenues par des sociétés	Terres en attente***
			(en millions d'hectares)		
Partie continentale des Territoires	51	0,5	0**	0,2	1,1
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	73	0,8	0,3	1,2	0
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	23	0	0	1,3	2,5
Total	**147**	**1,3**	**0,3**	**2,7**	**3,6**

* Comprend les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les licences de production.

** Moins de 0,1.

*** «Terres en attente» comprend les régions où les travaux de prospection ont été suspendus dont : Old Crow, Cape Bathurst et la baie de Baffin.

Portefeuilles fonciers dans les terres domaniales du Nord à la fin de l'année 1991

	1987	1988	1989	1990	1991
Nombre de permis en vigueur*	73	119	111	132	147
Terres attribuées dans le cadre de permis (en millions d'hectares)	6,9	1,9	0,2	0,1	0,3
Terres rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)	12,0	3,6	2,0	1,1	1,3
Terres détenues par des sociétés (en millions d'hectares)	6,8	6,0	4,7	3,8	2,7

* Comprend les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les licences de production.

Évaluation des ressources

Il faut tenir compte des nombreux facteurs influant sur les risques inhérents aux activités d'exploration lorsqu'on élabore des critères en vue de l'attribution de droits. Les facteurs géologiques demandent un examen des antécédents en matière d'exploration et de la répartition des réserves potentielles d'hydrocarbures; les facteurs se rapportant aux restrictions opérationnelles exigent un examen de la profondeur de l'eau et de la durée de la saison sans glace sur les côtes visées; les autres facteurs portent notamment sur le potentiel de mise en valeur et les aspects économiques.

Des évaluations des réserves en hydrocarbures ont été effectuées à l'égard des prolongements proposés au parc national du nord du Yukon et d'une réserve faunique proposée dans les plaines d'Old Crow.

Le personnel de l'Office national de l'énergie permet de maintenir une banque de données récentes au sujet des facteurs relatifs à l'exploration et à la mise en valeur en contribuant à des mises à jour à l'égard des coûts opérationnels et des évaluations du potentiel en hydrocarbures.

Emploi et retombées économiques

Les lois sur le pétrole et le gaz prévoient des exigences particulières sur la participation la plus équitable et la plus universelle qui soit des Canadiens à la fourniture des biens et services utilisés dans le contexte des activités pétrolières et gazières dans le Nord. Il existe également une exigence selon laquelle les retombées des travaux exécutés sur les terres domaniales au nord du 60e parallèle, (emploi, formation professionnelle, biens et services non industriels traditionnellement fournis par des entreprises établies dans les Territoires) doivent profiter, dans la mesure du possible, aux habitants du Nord.

Bien que les niveaux d'activité aient généralement décliné partout dans le Nord en 1991, les habitants ont néanmoins tiré près de 25 millions de dollars de la participation (environ 1972 mois-personnes de travail) aux activités d'exploration, de production et de mise en valeur. Les dépenses et la main-d'oeuvre étant concentrées dans l'Ouest canadien et dans le Nord, presque toutes les retombées économiques des programmes d'exploration septentrionaux sont d'ordre national.

Compte tenu de l'engagement des sociétés pétrolières d'exécuter des travaux d'une valeur totale de 56,6 millions de dollars à l'égard des quatre permis délivrés en 1991, les habitants du Nord peuvent vraisemblablement escompter une relance fort attendue de l'emploi et des activités commerciales. De concert avec les gouvernements territoriaux, le ministère veillera à ce que les habitants du Nord, et en particulier les entreprises nordiques, bénéficient d'une chance égale au chapitre de l'emploi et des possibilités d'affaires qui découlent de ce nouvel essor de l'exploration des ressources.

Total des emplois liés à l'activité pétrolière et gazière dans les terres domaniales du Nord en 1991

	Mois-personnes de travail*	Travail exécuté par des Canadiens	Pourcentage du travail exécuté par des Canadiens
Partie continentale des Territoires	1 844	1 844	100
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	89	89	100
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	39	39	100
Total	**1 972**	**1 972**	**100**

* Représente le nombre approximatif de mois-personne d'emplois créés.

Dépenses totales engagées par l'industrie pétrolière et gazière dans les terres domaniales du Nord en 1991

	Prospection[1]	Mise en valeur[2]	Production[3]	Total	Dépenses engagées au Canada[4]	Pourcentage des dépenses engagées au Canada
			(en millions de dollars)			
Partie continentale des Territoires	17,4	10,7	54	82,1	82,1	100
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	3,5	–	–	3,5	3,5	100
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	–	–	4,1	4,1	4,1	100
Total	**20,9**	**10,7**	**58,1**	**89,7**	**89,7**	**100**

1. Comprend les dépenses liées aux travaux géophysiques.
2. Comprend les dépenses de mise en valeur d'un champ pétrolier et gazier jusqu'à l'étape de production.
3. Comprend les dépenses effectuées après le début de la production.
4. Estimations.

Exploration

En 1991, neuf puits ont été achevés sur les terres domaniales du Nord par comparaison à 14 en 1990. Quatre puits de prospection, quatre puits de délimitation et un puits de production ont été forés dans les Territoires du Nord-Ouest et au Yukon.

Partie continentale des Territoires

Au total, huit puits ont été achevés en 1991 : trois d'exploration, quatre de délimitation et un de production.

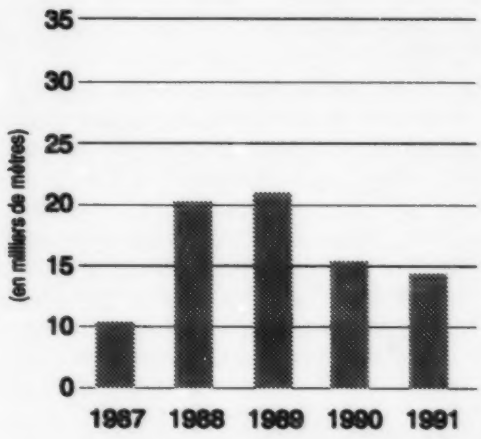
Chevron a foré deux puits d'exploration, le Sperry Creek N-58 et le Ramparts River F-46, tous deux dans la région de Fort Good Hope. Les puits ont été forés jusqu'à des profondeurs totales de 2 160 et 1 510 mètres respectivement; ils ont été évalués, colmatés et abandonnés.

Dans la région de Cameron Hills, Paramount a foré cinq puits jusqu'à leur profondeur finale. Un puits d'exploration, le Cameron B-25, a été foré à nouveau et laissé provisoirement de côté, comme puits de pétrole et de gaz. Quatre puits de délimitation ont été forés. Deux de ces puits, les Cameron C-19 et Cameron M-73, ont mené à des découvertes de pétrole et de gaz. Swede G-21 est un puits de pétrole achevé tandis que Swede A-52 a été colmaté et abandonné.

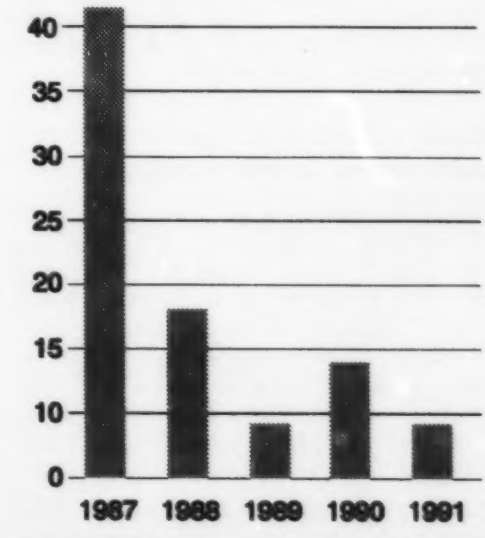
Paramount a également exécuté des sondages à l'égard de huit puits forés antérieurement aux fins d'essais supplémentaires : six puits de gaz naturel, Cameron J-62, I-16, B-08, C-50, N-28 et A-68 et deux puits de pétrole et de gaz naturel, Cameron J-37 et M-73. Après les essais, les puits ont été colmatés et les travaux ont été suspendus.

L'activité géophysique a peu augmenté en 1991 dans les Territoires du Nord-Ouest. Trois programmes sismiques ont été mis en oeuvre : Chevron a mené un programme sismique et une étude gravimétrique près de Fort Norman; Esso a obtenu des données par procédé vibroseis à Norman Wells sur la glace du fleuve Mackenzie et Mobil a mené un programme sismique par le procédé vibroseis qui

Travaux de prospection et de délimitation dans les terres domaniales du Nord –Nombre de mètres forés



Puits terminés dans les terres domaniales du Nord



s'étendait au-delà de la Colombie-Britannique, dans les Territoires du Nord-Ouest.

Dans le nord-ouest du Yukon, près de la frontière américaine, Arco Alaska a prolongé vers le nord du Yukon le champ d'une étude géologique amorcée en Alaska et Chevron a mené une étude géologique à Eagle Plains.

Delta du Mackenzie - mer de Beaufort

Un puits d'exploration a été foré dans la partie continentale de ce secteur, près de Tuktoyaktuk, soit le puits Esso Tuk E-20. Le puits a été foré jusqu'à une profondeur finale de 3 173 mètres puis colmaté et abandonné comme forage sec. Pour la première fois depuis plusieurs années, aucun puits extracôtier n'a été foré dans la mer de Beaufort.

Il y a eu une diminution importante de l'activité géophysique dans cette région par comparaison à 1990 et aucune étude sismique relative soit à des emplacements spécifiques ou à la région extracôtière n'ont été menées. Shell a mené un programme sismique tridimensionnel qui s'étend sur 74 kilomètres carrés eu égard à la découverte de pétrole et de gaz Unipkat N-12, dans le delta du Mackenzie.

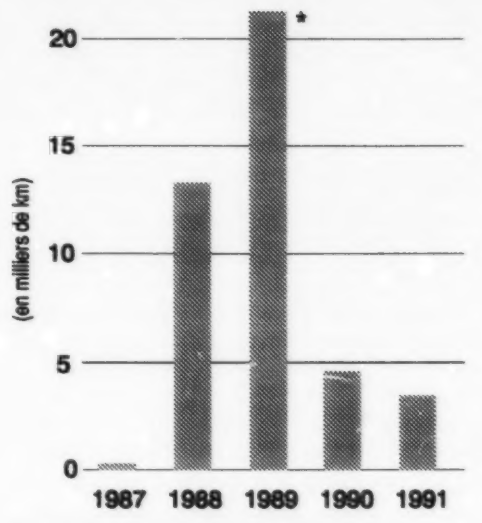
L'annonce par Shell d'un programme important d'exploration, à la suite de l'obtention de nouveaux permis de prospection en décembre 1991, laisse croire que l'activité augmentera prochainement dans le delta.

Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique

Dans l'Arctique supérieur, Panarctic a foré à nouveau cinq de ses puits de gaz naturel antérieurement laissés de côté dans les champs gazéifère Drake et Hecla. Dans le champ Drake, les travaux aux puits Drake Point I-67 et Drake F-16 ont été suspendus à long terme; dans le champ Hecla, le même sort a été réservé aux puits Hecla F-62 et East Hecla C-32, tandis que le puits Hecla I-69 a fait l'objet d'essais avant d'être colmaté et abandonné.

Aucun programme géologique ou géophysique n'a été mené dans l'Arctique supérieur.

Levés de sismique-réflexion dans les terres domaniales du Nord 1987-1991



* Comprend l'équivalent des levés sismiques tridimensionnels.

Mise en valeur et production

En 1991, la production pétrolière de Norman Wells et de Bent Horn a augmenté de 3 pourcent; la production gazière a pour sa part grimpé de 22 pourcent, principalement après la reprise des activités de production au champ Kotaneelee.

Partie continentale des Territoires

Norman Wells

Le projet d'expansion par injection d'eau d'Esso a continué de s'améliorer en 1991. La production pétrolière a atteint 1,894 million de mètres cubes, une augmentation de 3 pourcent comparativement à 1990. Le débit quotidien moyen de pétrole a augmenté à 5 189 mètres cubes et la production maximale par jour a atteint 5 334 mètres en avril. À la fin de l'année, la production pétrolière cumulée pour l'ensemble du champ se chiffrait à 15,886 millions de mètres cubes. La production gazière a augmenté légèrement par rapport à celle de l'année précédente et 130 millions de mètres cubes ont été produits comparativement à 126 millions de mètres cubes en 1990.

Les modifications apportées aux installations de Norman Wells prévoyaient l'installation et la remise en état des pompes à eau servant à augmenter la puissance d'injection. Les travaux effectués sur les citernes des produits hors spécification se sont poursuivis et on prévoit qu'ils seront terminés en 1992. Le système d'automatisation du champ a été élargi, les conduites d'injection d'eau ont été modifiées et les îles artificielles ainsi que les chaussées ont été réparées afin de leur conserver leur configuration originale.

À la fin de l'année, le chantier comptait 156 puits d'injection et 165 de production.

Kotaneelee

Le champ gazéifère de Kotaneelee, dans le sud du Yukon, a été mis en production pendant quelques mois en 1979 et 1980. En 1983, le champ a été fermé et les activités aux puits suspendues. En 1990, l'exploitant, Columbia Gas, a obtenu l'autorisation d'effectuer des changements importants aux installations gazières et a effectué des travaux sur deux puits afin de les remettre en état de produire. Kotaneelee YT I-48A a été dévié, foré jusqu'à sa profondeur finale et achevé comme puits de production. Après les essais, le puits Kotaneelee YT B-38 a été classé puits producteur. Le champ a été de nouveau considéré actif en février à la faveur des activités exercées à ces deux puits. La production totale en 1991 atteignait 227,2 millions de mètres cubes et la production cumulée du champ se chiffrait à 272,7 millions de mètres cubes à la fin de l'exercice financier.

Pointed Mountain

En 1991, la production gazière du champ de gaz naturel de Pointed Mountain a augmenté de 22 pourcent pour atteindre les 90 millions de mètres cubes, le tout grâce à l'ajout d'un compresseur de gaz et d'une unité de déshydratation à la tête de puits. La production totale cumulée du champ se chiffrait à 8,405 milliards de mètres cubes à la fin de l'année.

Cameron Hills

En 1991, Paramount a effectué des essais de débit initial ainsi qu'un programme de forage de délimitation à Cameron Hills. Par la suite, la société a présenté un plan de mise en valeur échelonné afin de produire du pétrole. En décembre, l'approbation du plan a été accordée sous réserve de certaines mesures de sécurité qui seront en vigueur pendant toute la durée du projet.

Îles de l'Arctique

Bent Horn

Panarctic a expédié un chargement de pétrole brut depuis son champ de Bent Horn, sur l'île Cameron. Le 21 août 1991, le *MV Arctic* partait pour Montréal avec 24 579 mètres cubes de pétrole à son bord. Le navire est revenu en septembre, mais n'a pas été en mesure de prendre un deuxième chargement, compte tenu de l'état des glaces.

La production totale du champ en 1991 atteignait 32 577 mètres cubes et portait la production cumulée de Bent Horn à 256 816 mètres cubes.

Protection de l'environnement

Mer de Beaufort

Le rapport final du Comité directeur de l'exploitation de la mer de Beaufort et ses recommandations concernant la gestion par le gouvernement de l'exploration pétrolière dans cette région a été présenté au Ministre au mois de mai 1991. Le Comité avait été créé par le Ministre en 1990 afin de donner suite aux préoccupations relevées par le Bureau d'examen des répercussions environnementales (BERE) au sujet des mesures d'intervention d'urgence en cas de déversement d'hydrocarbures dans la mer de Beaufort en conséquences d'une éruption aux installations pétrolières. Le Comité directeur était formé de représentants des gouvernements fédéral et territoriaux, des Inuvialuit, de l'industrie pétrolière et gazière et d'autres parties ayant un intérêt direct dans la gestion des activités d'exploration dans la mer de Beaufort.

Le Comité de direction a présenté 33 recommandations sur les points suivants :

- plans d'urgence du gouvernement dans l'éventualité de l'éruption d'un puits de pétrole;
- plans de forage d'un puits de secours durant la même saison;
- vérification et examen des plans d'urgence;
- participation des Inuvialuit à la planification d'urgence et aux activités de nettoyage;
- prix de revient des contre-mesures et élaboration d'un scénario de la pire éventualité;
- nature et coût des mesures éventuelles de restauration des conditions précédentes et d'atténuation des dégâts dans la mer de Beaufort;
- processus scientifiques associés aux recherches devant être effectuées lors d'un déversement;
- méthode d'évaluation et bases de données.

À la suite de la présentation du rapport final du Comité au Ministre, un plan de mise en oeuvre a été élaboré. Ce plan indiquait les divers ministères gouvernementaux concernés, les organismes autochtones et les groupes industriels à qui la responsabilité de la mise en oeuvre de chaque recommandation avait été attribuée.

Arctique supérieur

Des examens environnementaux ont été effectués concernant deux propositions présentées par Panarctic. L'une des propositions visait le transport de pétrole par camion, sur la glace, de Bent Horn à Rea Point, le tout à une fréquence d'au moins deux expéditions par année. Ce projet a été approuvé sous réserve de l'apport de plusieurs modifications aux travaux de construction et de l'obtention de l'autorisation d'un plan d'urgence. Les travaux doivent commencer en 1993.

La deuxième proposition visait l'entreposage en hiver du pétrole qui ne pourrait être envoyé compte tenu de l'état des glaces. Cette deuxième proposition a également été approuvée à certaines conditions.

Partie continentale des Territoires

Des évaluations et des examens environnementaux ont été menés à l'égard de cinq demandes de forage dans la région de Cameron Hills. La demande de Paramount concernant un projet à petite échelle de mise en valeur du pétrole de Cameron Hills a été approuvée. La première partie de la Phase I, un programme élargi d'essai du débit, a été autorisée sous réserve de l'établissement d'un plan d'urgence. Avant de commencer les autres étapes du projet, soit un projet-pilote, puis la pleine production, des examens environnementaux complets auront lieu aux fins de la délivrance des approbations réglementaires voulues.

Esso a simulé un exercice de communication d'urgence à Norman Wells. L'exercice s'est révélé utile, car il a permis de mettre à l'essai les plans d'urgence du gouvernement ainsi que ceux de l'industrie et a fait ressortir les points exigeant des améliorations.

Fonds pour l'étude de l'environnement

Le Fonds pour l'étude de l'environnement (FÉE), prévu par la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, a été créé en vue de financer des études sociales et environnementales. Ces études servent à étayer les décisions associées à l'exploration et à la mise en valeur du pétrole et du gaz des terres domaniales du Canada. Les membres du conseil d'administration du Fonds sont des représentants des ministères du gouvernement fédéral, des Offices régionaux des hydrocarbures extracôtiers, des organismes de l'industrie pétrolière et du grand public.

Le FÉE disposait en 1991 d'un budget total de 748 300 $ à l'aide duquel sept nouvelles études ayant trait au Nord ont été financées:

- atelier sur la télémétrie et le comportement des bélugas;
- étude sur l'efficacité de la vaporisation au Capsicum pour éloigner les ours blancs;
- modèle d'indemnisation de la faune dans la région de Beaufort;
- vérification des codes des plates-formes extracôtières;
- établissement de critères de sélection des stratégies de résolution/prévention des différends dans les régions frontalières;
- élaboration de techniques pour éloigner les oiseaux des déversements de pétrole dans la région de la mer de Beaufort;
- prévisions à long terme de la rigueur des conditions de glaciation dans la mer de Beaufort.

Ces travaux enrichiront un programme de 14 études en cours et traitant de sujets comme les enquêtes géoscientifiques, les examens de l'environnement physique et les répercussions du pétrole sur les espèces marines et les zones marécageuses. On peut se procurer un rapport publié pour chaque étude financée par le programme. La série d'études effectuées jusqu'ici se retrouve dans une collection de 106 rapports.

Réglementation

En 1991, on a promulgué le Règlement sur les redevances sur les hydrocarbures des terres domaniales, en vertu de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*. Ce règlement remplace un régime provisoire en vigueur depuis 1988.

Des travaux se sont également poursuivis relativement à diverses considérations réglementaires découlant de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* et de la *Loi sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz*. Le tableau suivant énonce leurs objectifs respectifs.

Initiatives réglementaires - 1991

Loi fédérale sur les hydrocarbures	
Règlement sur l'arpentage des terres pétrolifères et gazéifères du Canada	Témoigner des perfectionnements technologiques apportés aux méthodes de levé.
Loi sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz	
Règlement sur les installations pétrolières et gazières utilisées au Canada	Établir des critères de rendement des diverses composantes d'une superstructure afin de garantir la sécurité des opérations.
Règlement sur les certificats de conformité délivrés au Canada	Préciser quels organismes peuvent délivrer des certificats de conformité et prescrire les critères pertinents.
Règlement sur les travaux géophysiques relatifs au pétrole et au gaz du Canada	Instituer des mécanismes d'autorisation et de réglementation des activités géophysiques ainsi que garantir la sécurité des travailleurs et la protection de l'environnement au cours de ces mêmes activités.
Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada	Établir les exigences minimales auxquelles doivent satisfaire toutes les personnes engagées dans la mise en valeur et la production de pétrole et de gaz sur des terres relevant du gouvernement fédéral.
Règlement sur le forage des puits de pétrole et de gaz naturel au Canada	Témoigner des exigences prévues par les certificats de conformité et mettre à jour les dispositions concernant l'autorisation des activités de forage.
Règlement sur les opérations de plongée liées aux activités pétrolières et gazières du Canada	Établir les exigences réglementaires auxquelles les exploitants doivent satisfaire lors d'opérations de plongée.

Terres domaniales du Nord — Résumé statistique[1]

Bilan des activités dans les terres domaniales du Nord

	1987	1988	1989	1990	1991
Permis délivrés (Permis de prospection, attestations de découverte importante, licences de production)	38	91	7	4	24
Puits entamés	40	17	11	12	9
Mètres forés	40 165	29 216	21 138	15 811	15 325
Puits terminés	42	18	8	14	9
Travaux géophysiques exécutés	6	16	19	8	6
Levés de sismique-réflexion (en km)	288	13 204	21 083	4 552	3 641
Taux d'exploitation (mois-installation de forage)	20	16	14	12	12

Bilan des ressources en hydrocarbure des terres domaniales du Nord - 1991

	Pétrole brut*	Gaz naturel
	Découvertes (en millions de m^3)	Découvertes (en milliards de m^3)
Partie continentale des Territoires	39	23
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	241	357
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	66	416
Total	**346**	**796**

* Comprend les condensats.

Note : Les totaux des ressources découvertes correspondent aux estimations initiales et ne tiennent pas compte de la production (les totaux ont été arrondis).

Production de pétrole et de gaz naturel dans les terres domaniales du Nord

	1987	1988	1989	1990	1991
Production de pétrole (en milliers de m^3)					
Norman Wells	1 531	1 728	1 789	1 841	1 894
Bent Horn	34,5	54,9	43,4	24,0	32,6
Total	**1 565,5**	**1 782,9**	**1 832,4**	**1 865,0**	**1 926,6**
Production de gaz (en millions de m^3)					
Pointed Mountain	156	154	96	74	90
Norman Wells	163	138	129	126	130
Kotaneelee	–	–	–	–	227,2
Total	**319**	**292**	**225**	**200**	**447,2**

1. Les données statistiques relatives à la prospection, à la mise en valeur et à la production ont été fournies par l'Office national de l'énergie. Les estimations relatives aux ressources sont les plus à jour qui soient.

Partie continentale des Territoires — Résumé statistique

Bilan des travaux

	1987	1988	1989	1990	1991
Puits entamés					
Puits de prospection et de délimitation	1	3	6	11	7
Puits de mise en valeur	35	11	–	–	1
Total	**36**	**14**	**6**	**11**	**8**
Puits terminés*					
Puits de prospection et de délimitation	2	3	4	12	7
Puits de mise en valeur	36	11	–	–	1
Total	**38**	**14**	**4**	**12**	**8**
Mètres forés	31 132	15 778	9 865	14 197	12 152
Puits de prospection et de délimitation	974	7 095	9 865	14 197	11 517
Puits de mise en valeur	30 158	8 683	–	–	635
Installations de forage en exploitation	3	3	5	6	5
Taux d'exploitation (mois-installation en forage)	13	6	5	10	10
Travaux géophysiques exécutés	5	9	9	2	5
Levés de sismique-réflexion (en km)	149	1 729**	1 600	181	321**
Dépenses engagées (en millions de dollars)					
Travaux géophysiques et géologiques	2,4	8,7	12,6	2,8	2,5
Travaux de prospection et de délimitation	4,4	6,3	11,5	26,3	18,8
Travaux de mise en valeur	27,0	5,3	–	–	3,7
Installations de production	30,5	5,3	–	–	–
Total des dépenses (en millions de dollars)	**64,3**	**25,6**	**24,1**	**29,1**	**25,0**

* Dans la partie continentale des Territoires, où les travaux de prospection se déroulent normalement en hiver, un puits est considéré terminé au cours de l'année où il atteint sa profondeur totale, même si les essais reprennent l'année suivante.

** Comprend l'équivalent des levés sismiques tridimensionnels.

Bilan des ressources en hydrocarbure

	1987	1988	1989	1990	1991
Ressources découvertes*					
Gaz naturel (en milliards de m^3)	20,8	20,8	21,8	35,5	22,7
Pétrole (en millions de m^3)	37,2	37,2	37,7	37,7	39,1
Production de gaz naturel et de pétrole					
Pointed Mountain, gaz naturel (en millions de m^3)	156	154	96	74	90
Norman Wells, gaz naturel (en millions de m^3)	163	138	129	126	130
Norman Wells, pétrole (en milliers de m^3)	1 531	1 728	1 789	1 841	1 894
Kotaneelee, gaz naturel (en millions de m^3)	–	–	–	–	227,2

* Comprend les nouvelles découvertes et les révisions apportées aux estimations précédentes.

Bilan foncier

	1987	1988	1989	1990	1991
Permis délivrés (Permis de prospection, attestations de découverte importante, licences de production)	24	18	0	1	12
Nombre de permis en vigueur	29	30	25	45	51
Terres attribuées dans le cadre de permis (en millions d'hectares)	4,5	0,1	0	0	0*
Terres rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)	4,7	0,9	0,4	0,4	0,5
Terres détenues par des sociétés (en millions d'hectares)	2,3	1,2	0,9	0,6	0,2

* Moins de 0,1.

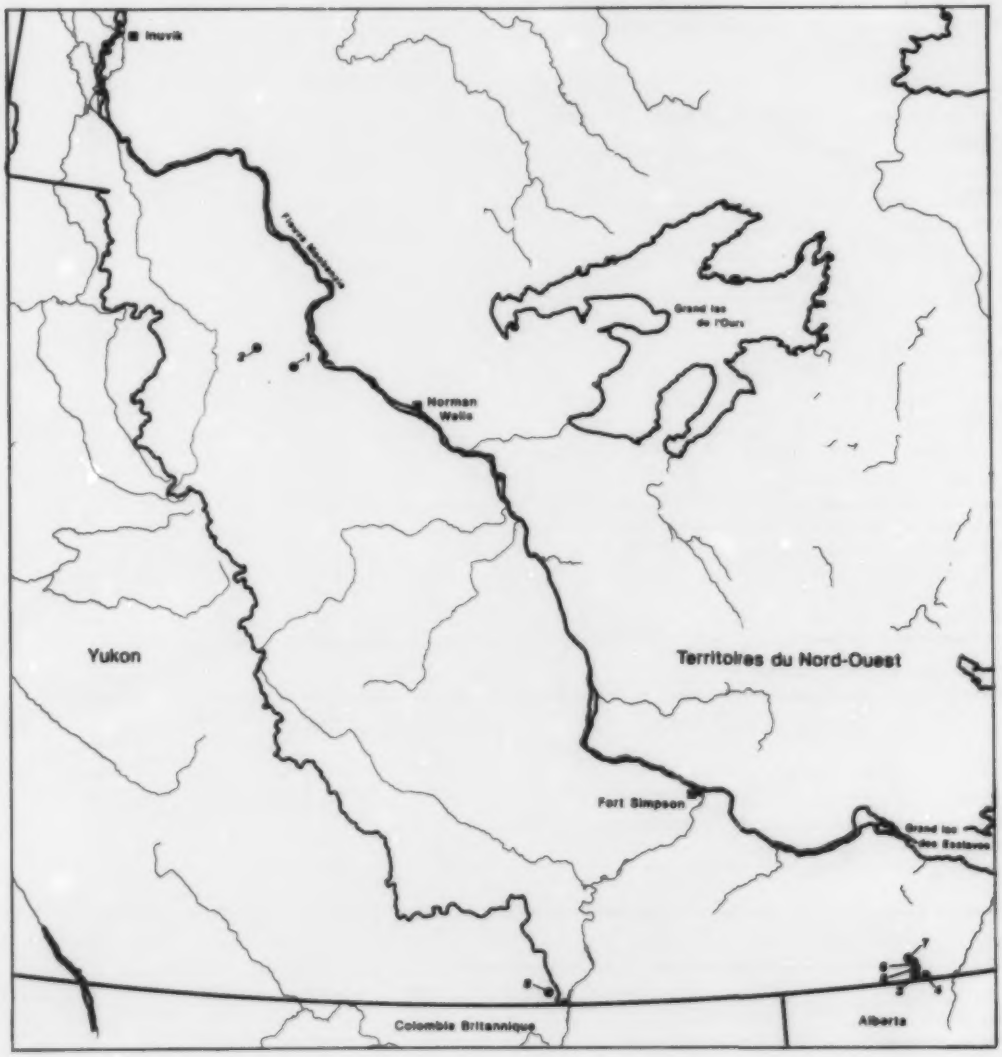
Bilan de forage

N° sur la carte	Nom du puits	Latitude/ Longitude	Installation de forage	Début/reprise et fin des travaux	État/résultat des travaux	Profondeur totale (mètres)
1.	Chevron Sperry Creek N-58	65°37'56"N. 129°25'25"O.	Shehtah 1	91-01-04 91-02-19	Colmaté et abandonné	2 160
2.	Chevron Ramparts River F-46	65°45'19"N. 130°08'51"O.	Shehtah 1	91-02-24 91-03-18	Colmaté et abandonné	1 510
3.	Paramount et al Cameron B-25	60°04'04"N. 117°34'41"O.	Sierra 3	91-01-27 91-02-10	Colmaté et travaux suspendus	1 649*
4.	Paramount et al Cameron M-73	60°02'52"N. 117°29'32"O.	Sierra 2	91-01-28 91-02-21	Colmaté et travaux suspendus	1 657
5.	Paramount et al Cameron C-19	60°08'07"N. 117°33'08"O.	Sierra 3	91-02-11 91-03-05	Colmaté et travaux suspendus	1 673
6.	Paramount et al Swede G-21	60°10'29"N. 117°34'39"O.	Command 2	91-01-20 91-02-10	Colmaté et travaux suspendus	1 652
7.	Paramount et al Swede A-52	60°11'09"N. 117°39'47"O.	Command 2	91-02-10 91-02-28	Colmaté et abandonné	1 610
8.	Columbia et al Kotaneelee YT I-48A	60°07'36"N. 124°[illegible]'37"O.	Kenting Hi Tower 7	91-05-19 91-07-18	Producteur de gaz	3 915**

* Premiers 394 m forés en 1990.

** Dévié à partir de 3 280 m.

Partie continentale des Territoires



Delta du Mackenzie et mer de Beaufort — Résumé statistique

Bilan des travaux

	1987	1988	1989	1990	1991
Puits entamés					
Puits de prospection et de délimitation	3	3	5	1	1
Puits terminés*					
Puits de prospection et de délimitation	3	4	4	2	1
Mètres forés					
Puits de prospection et de délimitation	8 344	13 438	11 273	1 614	3 173
Installations de forage en exploitation	3	2	4	2	1
Taux d'exploitation (mois-installation de forage)	5	10	9	2	2
Travaux géophysiques exécutés	1	7	10	6	1
Levés de sismique-réflexion (en km)	139	11 475**	19 483**	4 371	3 320**
Dépenses engagées (en millions de dollars)					
Travaux géophysiques et géologiques	0,2	27,6	36,6	16,6	4,2
Travaux de prospection et de délimitation	108,6	99,0	196,6	18,9	4,9
Total de dépenses (en millions de dollars)	**108,8**	126,6	**233,2**	**35,5**	9,1

* Dans la mer de Beaufort, où les travaux exécutés à partir de navires sont saisonniers et peuvent se prolonger durant plus d'une saison dans le cas de certains puits, un puits est considéré terminé durant l'année où il atteint sa profondeur totale.

** Comprend l'équivalent des levés sismiques tridimensionnels.

Bilan des ressources en hydrocarbure

	1987	1988	1989	1990	1991*
Ressources découvertes**					
Gaz naturel (en milliards de m^3)	302,1	308,5	322,7	356,6	357,0
Pétrole (en millions de m^3)	253,2	253,2	256,4	240,7	241,4

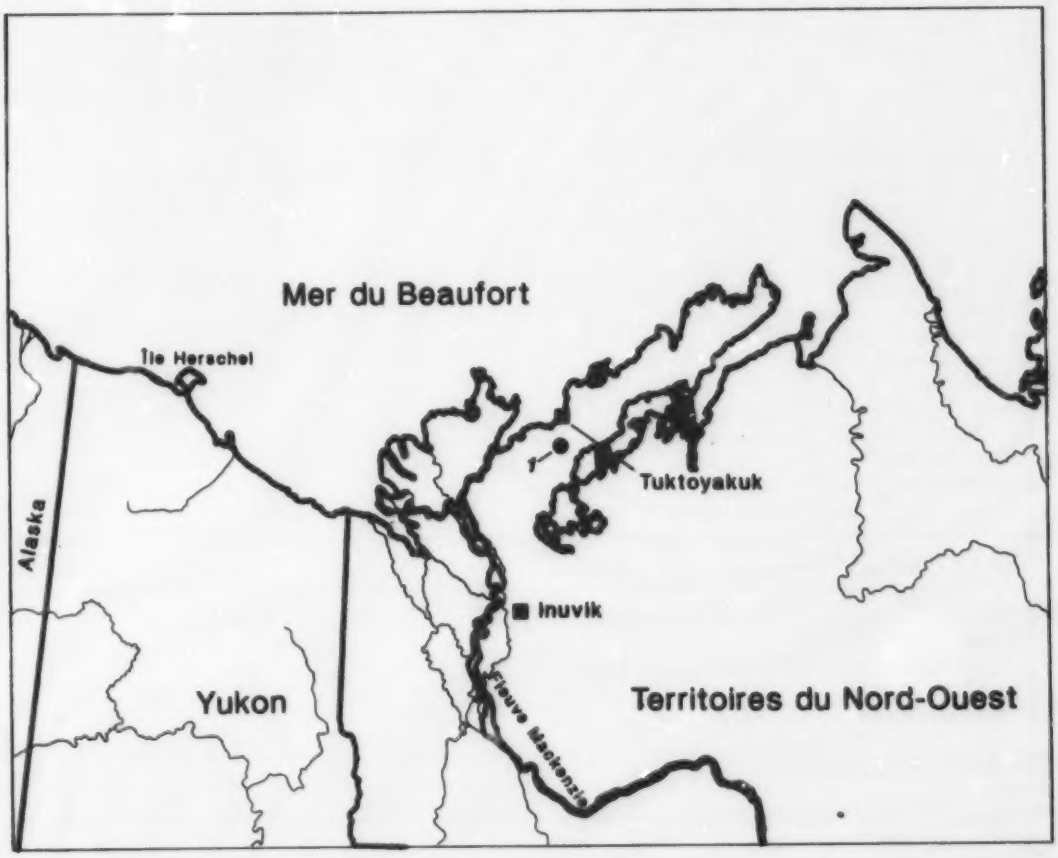
* Comprend les nouvelles découvertes et les révisions apportées aux estimations précédentes.

** Tel que signalé au cours des années précédentes.

Bilan foncier

	1987	1988	1989	1990	1991
Permis délivrés (Permis de prospection, attestations de découverte importante, licences de production)	11	49	7	3	12
Nombre de permis en vigueur	28	59	62	64	73
Terres attribuées dans le cadre de permis (en millions d'hectares)	2,1	1,4	0,2	0,1	0,3
Terres rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)	1,4	2,1	1,4	0,7	0,8
Terres détenues par des sociétés (en millions d'hectares)	2,9	3,4	2,5	1,9	1,2

Delta du Mackenzie et mer de Beaufort



N° sur la carte	Nom du puits	Latitude/ Longitude	Installation de forage	Début/reprise et fin des travaux	État/résultat des travaux	Profondeur totale (mètres)
1.	Esso PCI Home et al Tuk E-20	69°19'19"N. 133°05'00"O.	Atco/ Equtak 47E	91-01-25 91-04-08	Colmaté et abandonné	3 173

Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique – Résumé statistique

Bilan des travaux

	1987	1988	1989	1990	1991
Puits entamés					
Puits de prospection et de délimitation	1	0	0	0	0
Puits terminés					
Puits de prospection et de délimitation	1	0	0	0	0
Mètres forés					
Puits de prospection et de délimitation	689	0	0	0	0
Installations de forage en exploitation	1	0	0	0	0
Taux d'exploitation (mois-installation de forage)	2	0	0	0	0
Travaux géophysiques exécutés	0	0	0	0	0
Levés de sismique-réflexion (en km)	0	0	0	0	0
Dépenses engagées (en millions de dollars)					
Travaux géophysiques et géologiques	0	0	0	0	0
Travaux de prospection et de délimitation	8,3	0	0	0	2,7
Travaux de production	0,5	0	0	0	0
Total des dépenses (en millions de dollars)	8,8	0	0	0	2,7

Bilan des ressources en hydrocarbure

	1987	1988	1989	1990	1991
Ressources découvertes*					
Gaz naturel (en milliards de m^3)	416,4	416,4	416,4	416,4	416,4
Pétrole (en millions de m^3)	65,7	65,7	65,7	65,7	65,7
Production de pétrole					
Bent Horn (milliers de m^3)	34,5	54,9	43,4	24,0	32,6

* Tel que signalé au cours des années précédentes.

Bilan foncier

	1987	1988	1989	1990	1991
Permis délivrés (Permis de prospection, attestations de découverte importante, licences de production)	3	24	0	0	0
Nombre de permis en vigueur	16	30	24	23	23
Terres attribuées dans le cadre de permis (en millions d'hectares)	0,3	0,4	0	0	0
Terres rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)	5,9	0,6	0,17	0	0
Terres détenues par des sociétés (en millions d'hectares)	1,6	1,4	1,29	1,29	1,3

Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique

Glossaire

Appel d'offres: Avis publié dans la *Gazette du Canada* ou une autre publication et qui permet au Ministre de demander la soumission d'offres visant les terres de réserve de la Couronne déterminées dans une demande de désignation précédente.

Attestation de découverte importante: Confère le droit de prospecter, d'effectuer des forages ou des essais pour chercher des hydrocarbures en vue de la production et d'obtenir une licence de production.

Attribution des droits: Octroi à l'industrie de permis touchant les terres de réserve de la Couronne, le tout aux termes de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.

Caisson mobile conçu pour l'Arctique: Caisson annulaire constitué d'acier (mieux connu sous l'appellation Molikpaq), dont la plateforme mesure 75 mètres sur 73 mètres. Il est conçu pour reposer sur un remblai sous-marin.

Découverte importante: Découverte réalisée au moment du forage du premier puits dans une structure géologique particulière et mettant en évidence, d'après des essais d'écoulement, une accumulation suffisante d'hydrocarbures pour justifier des activités de production soutenues.

Demande de désignations: Avis publié dans une publication de l'industrie invitant les parties intéressées à désigner des parcelles de terre pouvant être incluses dans un éventuel appel d'offres.

Éruption: Jaillissement soudain d'eau, de gaz, de pétrole ou d'un autre fluide d'un puits.

Essai d'écoulement: Désigne l'activité d'induire l'écoulement des fluides de la formation vers la surface d'un puits afin d'obtenir des échantillonnages de fluide et leurs caractéristiques d'écoulement dans la couche.

Étude gravimétrique: Programme géophysique où on mesure les variations du champ gravitationnel terrestre pour les associer à la densité des différents types de roches, en vue de déterminer la forme et les dimensions d'un bassin sédimentaire.

Hectare (ha): Unité de mesure équivalant à 10 000 mètres carrés (2,47 acres).

Hydrocarbure: Composé naturel formé principalement d'atomes d'hydrogène et de carbone, sous forme solide, liquide ou gazeuse.

Hydrodynamique: Relatif à la force ou à la pression de l'eau ou d'autres fluides.

Île artificielle: Désigne une île construite par l'homme afin de servir d'emplacement pour l'exploration et le forage pétrolier et gazier.

Injection d'eau: Méthode de récupération selon laquelle de l'eau est injectée dans un réservoir pour pouvoir en extraire une plus grande quantité de pétrole.

Mètre cube de gaz: Unité de mesure équivalant à 35,301 pieds cube à une pression atmosphérique de 14,73 livres par pouce carré (760 mm de mercure) au niveau de la mer.

Mètre cube de pétrole: Unité de mesure équivalant à 6,2898 barils de stockage américains.

Permis de prospection: Permis conférant le droit de pratiquer l'exploration des gisements d'hydrocarbures et le droit exclusif d'effectuer des forages ou des essais pour chercher des hydrocarbures, ainsi que le droit exclusif d'obtenir une licence de production, sous réserve de conformité à d'autres dispositions de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.

Plan de mise en valeur: Plan qui décrit la méthode et les installations prévues par l'exploitant pour récupérer les ressources en hydrocarbures d'un champ, selon l'interprétation faite par l'exploitant de la géologie et des caractéristiques du réservoir.

Plan de retombées: Plan présenté par l'exploitant et avalisé par le Ministre, stipulant les intentions de l'exploitant en matière d'embauche, d'utilisation des biens et de prestation de services liés à ses travaux d'exploration et d'exploitation sur les terres domaniales.

Puits abandonné: Tout puits colmaté de façon permanente.

Puits achevé: Puits foré et prêt à produire du pétrole ou du gaz naturel.

Puits de délimitation: Puits foré sur la structure géologique relative à une découverte de pétrole ou de gaz effectuée auparavant afin d'en déterminer l'étendue et le potentiel commercial.

Puits d'exploration: Puits foré dans une formation géologique où aucune découverte importante n'a été réalisée.

Puits d'injection: Puits par lequel on injecte des fluides au niveau des formations souterraines afin d'augmenter la pression dans l'ensemble du réservoir.

Puits entamé: Un puits ou le forage a commencé.

Puits fermé: Un puits où les opérations ont cessé temporairement.

Puits suspendu: Puits où les travaux de forage ou de production sont temporairement interrompus.

Puits terminé: Puits qui a atteint sa profondeur totale et qui a été abandonné, achevé ou suspendu.

Sismique-réflexion: Principale technique géophysique utilisée dans le domaine de la prospection pétrolière pour cartographier les composants géologiques du sous-sol. Des impulsions acoustiques émises à partir de la surface y sont mesurées après avoir été réfléchies par les couches terrestres qui possèdent diverses propriétés acoustiques. Les impulsions enregistrées à la surface sont par la suite traitées et interprétées.

Vibroseis: Procédé de sismique-réflexion utilisant l'émission d'une onde entretenue à l'aide d'un vibrateur.